



UNIVERSIDAD DE JAÉN
Escuela Politécnica Superior

Trabajo Fin de Grado

SIMULACIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CON PVSYST

Alumno: Carlos García Castro

Tutor: Prof. D. Francisco Baena Villodres
Dpto: Ingeniería Electrónica y Automática

Septiembre, 2015



Universidad de Jaén
Escuela Politécnica Superior de Jaén
Departamento de Ingeniería Electrónica y Automática

Don Francisco Baena Villodres, tutor del Proyecto Fin de Carrera titulado:
Simulación de Instalaciones Fotovoltáicas con PVsyst, que presenta Carlos
García Castro, autoriza su presentación para defensa y evaluación en la
Escuela Politécnica Superior de Jaén.

Jaén, Septiembre de 2015

El alumno:

El tutor:

Carlos García Castro

Francisco Baena Villodres

Resumen: Existen multitud de aplicaciones informáticas auxiliares para el dimensionado de instalaciones fotovoltaicas. Este proyecto pretende analizar el proceso de diseño con de este tipo de software mediante la resolución de ejercicios prácticos.

Este documento se centra en el uso del programa PVsyst ya que representa un buen ejemplo de este tipo de software, al reunir a la vez las características de universalidad y potencia. Es decir, permite un amplio espectro de uso y admite la incorporación de un extenso rango de variables.

Para el análisis hemos recurrido al diseño de una serie de instalaciones bastante comunes, a la vez que variadas, con explicaciones detalladas de cada paso y de los resultados obtenidos.

Abstract: There are lots of computer applications to design photovoltaic installations. This project is meant to analyze the design process with this type of software by solving practical exercises.

This document is focused on the software PVsyst because it represents a good example of this type of software, gathering at the same time the characteristics of Universality and Power. That is to say, it allows a wide spectrum of use and admits the incorporation of a big range of variables.

For the analysis we have included the design of several projects pretty common, and varied at the same time, with detailed step by step explanations and results obtained..

Índice

1. Introducción	5
1.1 Objetivo del proyecto.....	5
1.2 Contenido de la memoria.....	6
2. Proceso de diseño de una instalación	7
2.1 Tipos de instalaciones	7
2.1.1 Elementos de una instalación conectada a red	8
2.1.2 Elementos de una instalación aislada	9
2.2 Recopilación de datos	11
2.3 Diseño y dimensionado	12
3. Simulación	14
3.1 Recopilación de información sobre Software de diseño fotovoltaico	14
3.2 Pre-dimensionado	19
3.2.1 Ejercicio 1: Pre-dimensionado Conectado a Red	21
Paso 1: Dimensionado.....	21
Paso 2: Simulación.....	25
Paso 3: Análisis de los resultados.....	30
3.2.2 Ejercicio 2: Pre-dimensionado SFV Aislado	32
Paso 1: Dimensionado.....	32
Paso 2: Simulación.....	36
Paso 3: Análisis de resultados	39
3.2.3 Ejercicio 3: Pre-dimensionado de SFV para Bombeo	41
Paso 1: Dimensionado.....	41
Paso 2: Simulación.....	43
Paso 4: Análisis de resultados	47
3.3 Diseño de Proyecto	48
3.3.1 Ejercicio 4: Diseño de proyecto fotovoltaico conectado a red	49
Paso 1: Dimensionado.....	49
Paso 2: Simulación.....	54
Paso 3: Análisis de resultados	57
3.3.2 Ejercicio 5: Diseño proyecto Aislado	66
Paso 1: Dimensionado.....	66
Paso 2: Simulación y análisis de resultados	72
3.3.3 Ejercicio 6: Diseño de proyecto de Bombeo	80

Paso 1: dimensionado	80
Paso 2: Simulación y resultados	83
3.3.4 Ejercicio 7: Diseño de proyecto conectado a red CC.....	88
Paso 1: Dimensionado.....	88
4 Conclusiones.....	94
Bibliografía	97
Índice de Imágenes	99
Índice de tablas	101
Índice de ecuaciones	102
Anexo I: Perfil de Obstáculos y pérdidas por sombreado	104
Anexo II: Herramienta de diseño 3D para sombreados.....	112
Anexo III: Albedo	113
Anexo IV: Conceptos	114

1. Introducción

1.1 Objetivo del proyecto

Hoy en día son muchos los soportes digitales que facilitan el trabajo de cálculo para todo tipo de instalaciones fotovoltaicas, introducimos los datos, pulsamos un botón y, listo, ya tenemos nuestra instalación calculada. Hace mucho tiempo, un profesor me dio un valioso consejo: “Lo importante es saber de dónde salen las cosas”. Es decir, está muy bien que un programa nos haga todo el trabajo, pero siempre saldremos ganando si sabemos el porqué. Nos enriquecerá conceptualmente y seguramente en más de una ocasión podremos mejorar la propuesta que nos haya dado un software de cálculo.

El objetivo de este documento es realizar un estudio del proceso de diseño de diferentes sistemas fotovoltaicos utilizando un software específico. Se incluyen instrucciones para facilitar el uso de esta herramienta, explicaciones para entender todos los parámetros y conclusiones para conocer su utilidad.

El programa en el que se simularán los datos de este trabajo será PVsyst debido a la cantidad de opciones de diseño y análisis que ofrece y a su disponibilidad tanto en modo Demostración, como en modo Completo en el laboratorio de la Universidad.

Dado el aspecto práctico de esta guía nos decantamos por la realización de una serie de ejercicios a modo de ejemplo. Se incluyen siete instalaciones para contemplar todas las posibilidades que nos ofrece PVsyst, tres pre-dimensionados y cuatro diseños, cada uno de ellos de un tipo.

Las explicaciones serán progresivas, de tal manera que durante la realización del primer ejercicio se indicará minuciosamente cada paso y en los sucesivos ejemplos se partirá del conocimiento previo y se avanzará más deprisa en las explicaciones.

1.2 Contenido de la memoria

A continuación se incluye un breve resumen del contenido de cada apartado de los que se compone este documento:

1- Introducción

En este capítulo se definen los objetivos de la memoria y su contenido.

2- Proceso de diseño de una instalación

En este apartado se describe el procedimiento general a la hora de llevar a cabo el diseño de una instalación fotovoltaica.

3- Simulación

En este capítulo se encuentran las simulaciones realizadas con PVSyst de los distintos tipos de instalaciones disponibles. Se incluirán explicaciones detalladas de uso del software, así como conceptuales y técnicas.

4-

5- Bibliografía e índices

Aquí se puede encontrar la bibliografía consultada para la realización del documento. Además, se incluyen los índices de las referencias, figuras, tablas y ecuaciones utilizadas.

6- Anexos

Se adjunta información adicional referenciada durante el proyecto, para su consulta.

2. Proceso de diseño de una instalación

El esquema general que se debe seguir a la hora de abordar el diseño de una instalación fotovoltaica es el siguiente:

- Determinar el tipo de instalación deseada.
- Recopilar los datos necesarios.
- Realizar el dimensionado.

A continuación se exponen las consideraciones a tener en cuenta en cada uno de dichos apartados.

2.1 Tipos de instalaciones

Se define como sistema fotovoltaico el conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos que concurren para captar y transformar la energía solar disponible, convirtiéndola en utilizable como energía eléctrica.

Estos sistemas, independientemente de su utilización y tamaño, se pueden dividir en dos categorías: aislados y conectados a red.

Los sistemas aislados, por el hecho de no estar conectados a la red eléctrica, normalmente están equipados con sistemas de acumulación de la energía producida. La acumulación es necesaria porque el campo fotovoltaico sólo puede proporcionar energía en las horas diurnas, mientras que a menudo la mayor demanda por parte del usuario se concentra en las horas de la tarde y de la noche. Durante la fase de insolación es, por tanto, necesario prever una acumulación de la energía no inmediatamente utilizada, que es proporcionada a la carga cuando la energía disponible es reducida e incluso nula.

Una configuración de este tipo implica que el campo fotovoltaico debe estar dimensionado de forma que permita, durante las horas de insolación, la alimentación de la carga y de la recarga de las baterías de acumulación.

Los sistemas conectados a red, en cambio, normalmente no tienen sistemas de acumulación, ya que la energía producida durante las horas de insolación es canalizada a la red eléctrica; al contrario, durante las horas de insolación escasa o nula, la carga viene alimentada por la red. Pueden darse varias modalidades según se inyecte a la red toda la energía producida (Feed in tarif) o si sólo se inyecta el excedente energético del autoconsumo (Net metering).

Para este proyecto se simularán cuatro tipos básicos de instalaciones fotovoltaicas: conectadas a red, aisladas, bombeo solar y red CC. Bombeo solar y red CC representan variantes de los dos tipos principales. Cada una de ellas tiene un enfoque distinto a la hora de realizar su diseño.

2.1.1 Elementos de una instalación conectada a red

El siguiente esquema incluye los principales elementos de una instalación fotovoltaica conectada a red (imagen 2.1).

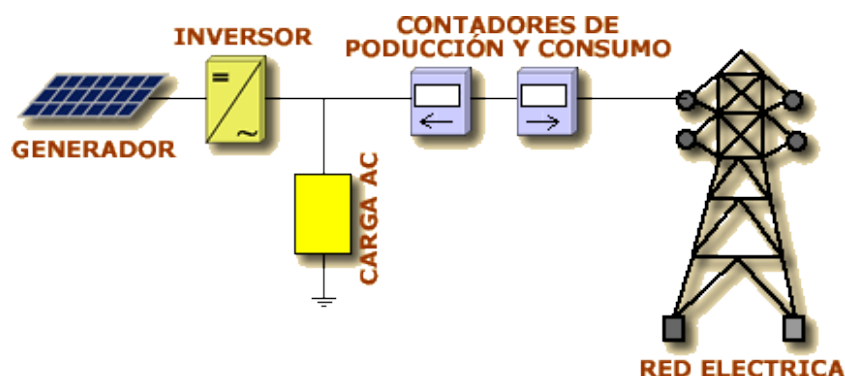


Imagen 2.1

El inversor es el encargado de transformar la corriente continua recibida del generador y adaptarla a las condiciones requeridas según el tipo de cargas, normalmente en alterna, y el posterior suministro a la red. Los inversores vienen caracterizados principalmente por la tensión de entrada, que se adaptará a la del generador, y la potencia de entrada. Es importante que el inversor tenga un rendimiento alto, ya que las pérdidas que suponga se derivan en la instalación de un número mayor de paneles para alimentar la misma carga.

Los contadores de producción y consumo serán los encargados de controlar los datos de energía producida, consumida y volcada a la red, para posibilitar la facturación a la Compañía. [1]

2.1.2 Elementos de una instalación aislada

Una instalación fotovoltaica aislada está destinada a satisfacer las necesidades de consumo propio de electricidad, sin depender de la red eléctrica. Consta de un esquema de instalación cuyos componentes principales se muestran en la siguiente figura (imagen 2.2):

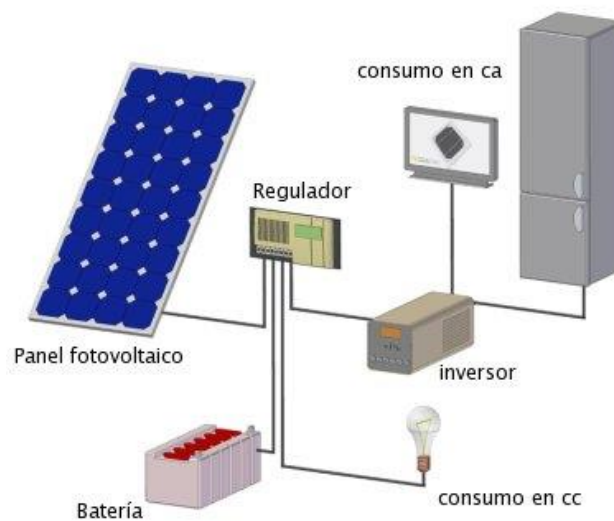


Imagen 2.2

El regulador se encarga de controlar la carga de las baterías, así como la descarga y evitar cargas o descargas excesivas. De un modo sencillo, un regulador se puede entender como un interruptor, cerrado y conectado en serie entre paneles y batería para el proceso de carga y abierto cuando la batería está totalmente cargada. Las intensidades máximas de entrada y salida del regulador adecuado para cada aplicación dependerán de la corriente máxima que pueda producir el sistema de generación fotovoltaico para la entrada y la corriente máxima de las cargas para la salida. Para tener en cuenta los posibles picos de irradiancia o los cambios de temperatura, es recomendable que, a la hora de escoger el regulador, sea aquel con un 15-25% superior a la corriente de cortocircuito que le puede llegar del sistema de generación fotovoltaico (lentrada) o bien, de la que puede consumir la carga del sistema

(Isalida). La regulador elegido será aquel que soporte la mayor de las dos corrientes calculadas.

Para alimentar cargas en alterna, necesitaremos un equipo que transforme la corriente continua procedente del regulador en corriente alterna. Esta es la función del inversor. A la hora de dimensionar el inversor, se tendrá en cuenta la potencia que demanda la suma de todas las cargas AC en un instante, de este modo se elegirá un inversor cuya potencia sea superior a la demandada por las cargas, suponiendo su funcionamiento al mismo tiempo.

Las baterías se encargan de acumular la energía eléctrica generada por el sistema de generación fotovoltaico para poder disponer de ella en las horas del día que no luzca el sol. Para definir el tamaño necesario de las baterías es necesario tener en cuenta la profundidad de descarga máxima y los días de autonomía.

La profundidad de descarga máxima es el nivel máximo de descarga que se le permite a la batería antes de la desconexión del regulador, para proteger la duración de la misma. Las profundidades de descarga máximas que se suelen considerar para un ciclo diario (profundidad de descarga máxima diaria) están en torno al 15-20%. Para el caso del ciclo estacional, qué es el número máximo de días que podrá una batería estar descargándose sin recibir los módulos radiación solar suficiente, están en torno a 4-10 días y un profundidad de descarga del 70% aproximadamente.

Los días de autonomía representan la autosuficiencia de la instalación para mantener el suministro de energía pese a que la radiación solar sea escasa o nula durante un periodo, esto se consigue mediante el almacenamiento de energía en las baterías.

En este gráfico puede observarse un ejemplo de la actuación de las baterías (Imagen 2.3). Durante la mitad del primer día (horas de sol) las baterías se cargan, y después durante la segunda mitad del día (noche) se produce un determinado nivel de descarga. A partir del tercer día, y durante dos días seguidos no hubo generación de electricidad en los paneles por

tratarse de dos días nublados; en cambio, durante cada día y noche se provocó 10 % de descarga debido al consumo normal de electricidad. Al cabo de estos dos días nublados, el nivel de carga está al 50 %. A partir de ese momento las condiciones climáticas se restablecen, se observa un período de recuperación de cuatro días, hasta que se restablece el ciclo de carga-descarga inicial. [2] [3] [4]

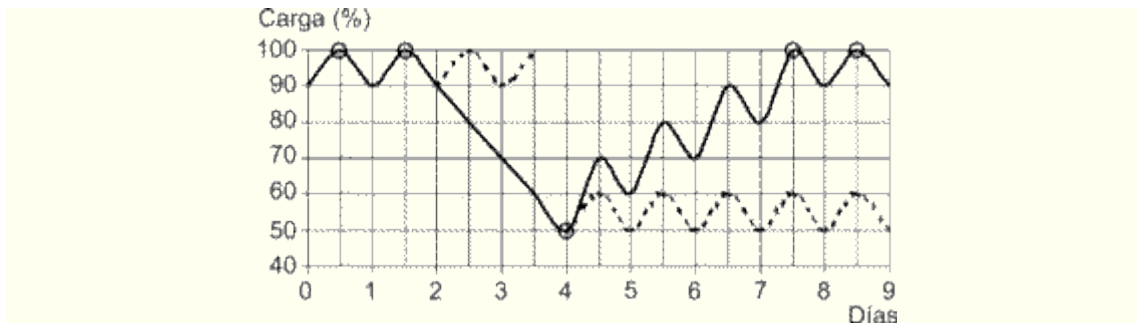


Imagen 2.3

2.2 Recopilación de datos

Previamente a realizar los cálculos para una instalación fotovoltaica tenemos que recoger una serie de datos:

Ubicación y orientación de la instalación: Es necesario conocerla para estimar la radiación mensual incidente, como norma general las instalaciones más cercanas al ecuador tendrán mejores condiciones de radiación. En el Hemisferio Norte es preferible la orientación Sur frente a la Norte. PVsyst nos proporciona los datos de radiación de la localización que seleccionemos.

Uso de la energía: Habrá que establecer si el objetivo de la instalación es el autoabastecimiento energético, la venta de dicha energía o alguna aplicación específica. Los componentes de la instalación pueden variar en función de su destino.

Objetivo: Los motivos que nos llevan a plantearnos colocar un sistema fotovoltaico pueden influir a la hora de estudiar la viabilidad del proyecto y afectan a la toma de decisiones durante el mismo. Los objetivos que se persiguen pueden ser varios: ahorro en la factura eléctrica, apuesta ecológica

por fuente de energía renovable, alternativa a motor de combustión, bombeo de un pozo, etc.

Consumo estimado: Para dimensionar el autoconsumo es necesario conocer las potencias de los aparatos y sus horas de uso diarias. Además, hay que tener en cuenta la periodicidad de las necesidades energéticas que pretendemos cubrir. Debemos determinar si se produce un consumo constante durante el año, o si se producen grandes variaciones estacionales o incluso mensuales, además de estudiar su distribución horaria en busca de picos de consumo diarios.

Superficie disponible: Normalmente dispondremos de una superficie limitada que puede determinar el tamaño de la instalación y de sus componentes. Además, debemos determinar la disposición de esta superficie: inclinación, disposición en fachada, cubierta o suelo, sombreados, etc.

Presupuesto disponible: En muchas ocasiones un factor determinante durante el dimensionado será el presupuesto disponible, para estimarlo se pueden considerar préstamos bancarios y subvenciones, datos que habrá que incluir en los cálculos económicos.

Legislación aplicable: Antes de emprender un proyecto debemos conocer normativas técnicas pertinentes, así como informarnos de posibles subvenciones, penalizaciones y autorizaciones previas.

2.3 Diseño y dimensionado

Según el tipo de instalación, el proceso de diseño se debe abordar de diferente manera:

Para los cálculos de las instalaciones conectadas a red se parte de la potencia que desea instalar o el área de la que dispone y a partir de estos datos se dimensiona la instalación y se evalúa su producción. Incluyendo datos

como el precio del kilovatio hora se puede hacer un estudio económico de rentabilidad de la instalación y periodo de retorno de la inversión.

Mientras que tanto para instalaciones aisladas como para bombeo se parte de las necesidades energéticas que queremos cubrir para calcular la potencia que deberemos instalar. Para estos casos el estudio que se realiza relaciona la producción eléctrica de la instalación con el consumo estimado para comprobar que se cubren las necesidades. [5] [6]

3. Simulación

3.1 Recopilación de información sobre Software de diseño fotovoltaico

Para comenzar este trabajo se realizó un estudio de los diferentes softwares de uso público disponibles para el diseño de instalaciones fotovoltaicas. El objetivo es conocer y resumir las características de cada uno de ellos para tener presente las diferentes herramientas que tenemos a nuestra disposición durante el diseño de una instalación fotovoltaica.

A continuación se incluye un resumen de las características de varios softwares específicos para diseño de instalaciones fotovoltaicas para aportar una visión más global sobre el estado actual de estas tecnologías y proporcionar alternativas a PVsyst. Algunos de estos programas tienen características similares, otros son más completos en características específicas o se centran en aspectos concretos de la instalación y pueden ser usados de manera complementaria.

PVsyst:

Es una herramienta que permite el estudio, la simulación y análisis de datos completa de los sistemas fotovoltaicos (Imagen 3.1.1). Este software permite dimensionar el tamaño de las instalaciones teniendo en cuenta la radiación solar que recibiría en función de su ubicación gracias a su base de datos meteorológica, que permite su diseño en 3D y que tiene en cuenta la proyección de sombras gracias a la simulación del movimiento del sol durante el día.

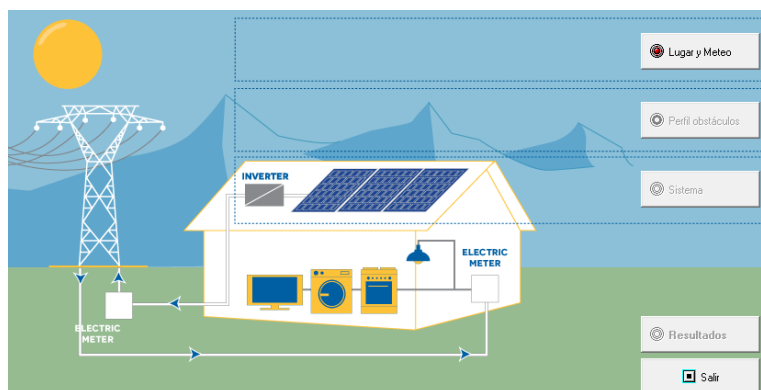


Imagen 3.1.1

Abarca dos variantes específicas de instalaciones, bombeo y conectado CC, además de los dos tipos principales conectado a red y aislado. Incluye gran cantidad de opciones y permite modificar e incluir todos los datos necesarios para un estudio en detalle.

También proporciona el análisis económico usando costes reales de componentes, costes adicionales y las condiciones de inversión, en cualquier moneda. Es una herramienta de pago, pero que se puede obtener gratis durante un periodo de un mes para poder probarla y después si no se adquiere una licencia funcionará en modo demostración, con algunas limitaciones. [7]

Diafem:

Desarrollado por la Agencia Andaluza de la Energía en colaboración con la Universidad de Jaén, permite el diseño de proyectos de electrificación aislados, tanto fotovoltaicos como minieólicos. Está destinada tanto a profesionales como a particulares. Puede descargarse o ejecutarse online tras rellenar un formulario (Imagen 3.1.2). [8]

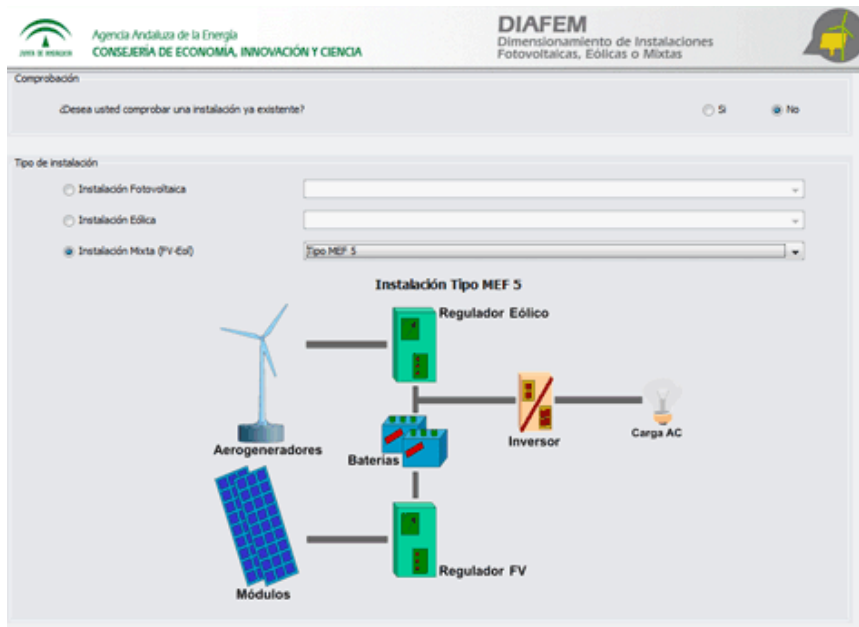


Imagen 3.1.2

Sunny Design:

Este software gratuito ofrece una interfaz sencilla, permitiendo un diseño rápido de la instalación. Además permite usarlo en versión web desde el móvil. Sólo permite diseñar instalaciones conectadas a red (Imagen 3.1.3). [9]



Imagen 3.1.3

Solar Pro:

Este software se especializa en la simulación de instalaciones fotovoltaicas integradas en edificios, permite diseñar en 3D la estructura del edificio sobre el que se colocarán las placas, así como los edificios circundantes para tener en cuenta las sombras sobre la instalación. Este programa genera archivos de salida muy completos, incluyendo datos de costes y gráficos de producción eléctrica. Se puede descargar en inglés o alemán (Imagen 3.1.4). [10]

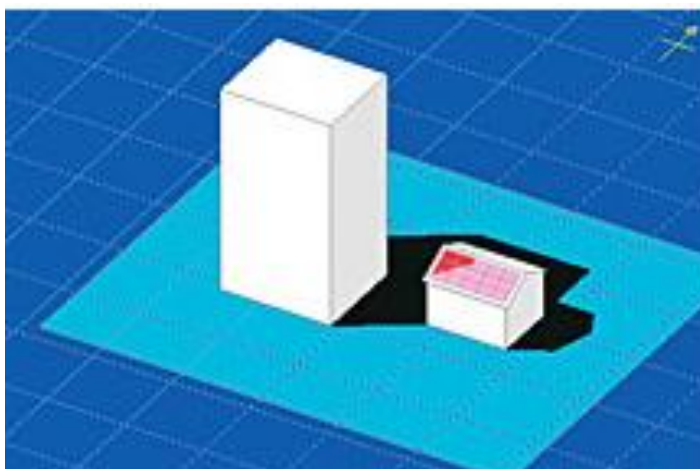


Imagen 3.1.4

Solar Design Studio:

Este software está enfocado para los profesionales del sector fotovoltaico, por lo que cuenta con amplias prestaciones pero su manejo puede resultar complicado para diseñadores noveles (Imagen 3.1.5). Está en inglés, aunque pueden encontrarse guías en español. No cuenta con versión de prueba. [11]

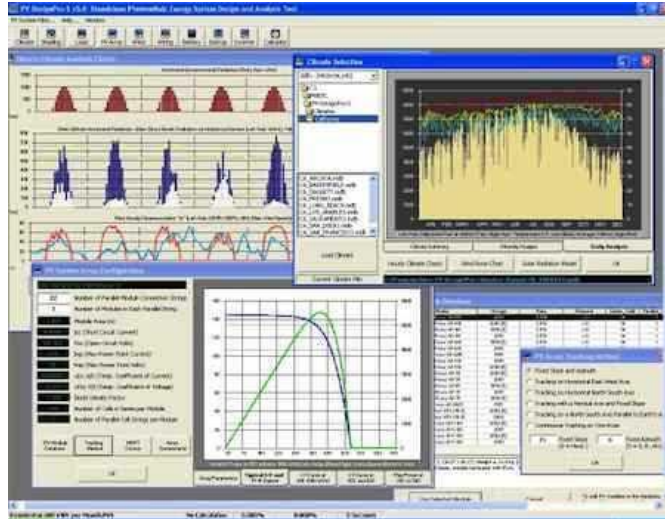


Imagen 3.1.5

FV-Expert:

Este programa permite el análisis, el cálculo y el dimensionado básico de instalaciones fotovoltaicas, tanto autónomas como conectadas a red. Incluye cálculos económicos, opciones de seguimiento solar, sombras y modelización de un módulo FV (Imagen 3.1.6). Cuenta con una versión demo, pero esta no permite guardar los cálculos y tiene prestaciones limitadas. [12]

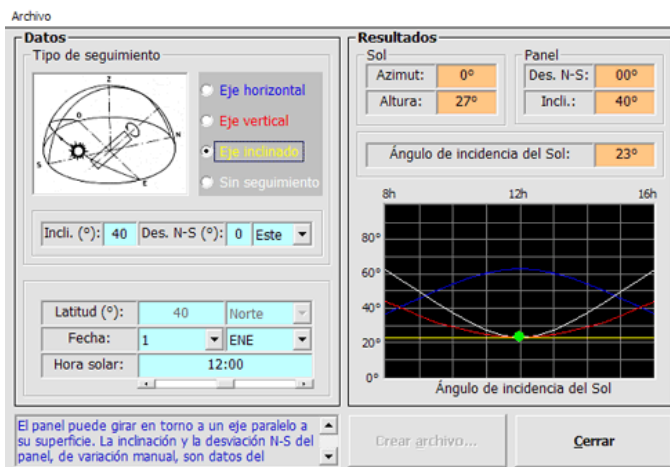


Imagen 3.1.6

Calculation Solar:

Aplicación online gratuita para el cálculo de instalaciones solares fotovoltaicas aisladas. Este software destaca por su rapidez y sencillez, sin necesidad de descarga, el acceso es inmediato desde internet y pueden realizarse muchos cálculos en apenas unos minutos (Imagen 3.1.7). Además, permite a los usuarios introducir nuevos componentes de cualquier fabricante, y fichas técnicas de productos, para ser considerados en el cálculo. [13]

The screenshot displays the PVsyst online calculator interface, which is divided into two main sections: 'DATOS TECNICOS' and 'CAMPO FOTOVOLTAICO'. The 'DATOS TECNICOS' section includes fields for 'TENSION DEL SISTEMA' (24 V), 'ENERGIA TEORICA DIARIA' (3420 WH/DIA), 'PERFORMANCE RATIO' (82.88 %), and 'ENERGIA REAL DIARIA' (4126.45 WH/DIA). The 'CAMPO FOTOVOLTAICO' section includes fields for 'Inclinación óptima anual por consumos' (45.14 °), 'Potencia fotovoltaica necesaria' (2002 Wp), and 'CARACTERÍSTICAS MODULO PV' (LUXOR Eco line 60/230 W Policristalino). A 'Cargar' button is visible next to the module characteristics. Below this, there are fields for 'Pmax' (230 Wp), 'Vmp' (29.8 V), 'Voc' (37 V), 'Potencia Fotovoltaica Calculada' (1840 Wp), 'Nº total de módulos' (8), 'Nº Uds serie' (1), and 'Nº Uds paralelo' (8). A 'Informe Detallado PDF' button is located to the right of the 'CAMPO FOTOVOLTAICO' section. A stylized sun icon is positioned to the right of the 'Informe Detallado PDF' button, and a solar panel icon is positioned below it.

DATOS TECNICOS	
TENSION DEL SISTEMA	24 V
ENERGIA TEORICA DIARIA	3420 WH/DIA
PERFORMANCE RATIO	82.88 %
ENERGIA REAL DIARIA	4126.45 WH/DIA

CAMPO FOTOVOLTAICO	
Inclinación óptima anual por consumos	45.14 °
Potencia fotovoltaica necesaria	2002 Wp
CARACTERÍSTICAS MODULO PV Cargar	
92 % LUXOR Eco line 60/230 W Policristalino	
Pmax	230 Wp
Vmp	29.8 V
Voc	37 V
Potencia Fotovoltaica Calculada	1840 Wp
Nº total de módulos	8
Nº Uds serie	1
Nº Uds paralelo	8

[Informe Detallado PDF](#)

Imagen 3.1.7

3.2 Pre-dimensionado

Una de las herramientas de la que dispone PVsyst es la de poder realizar un pre-dimensionado de la instalación de manera rápida y sencilla, aportando los datos básicos del proyecto. Una rápida estimación que nos puede servir para justificar la realización o no de un proyecto.

El objetivo de llevar a cabo este pre-dimensionado será analizar la viabilidad del proyecto, haciendo un cálculo aproximado de los componentes de la instalación y del presupuesto necesario, así como realizar una estimación de su producción energética. Una vez obtengamos los resultados evaluaremos su viabilidad técnica, económica, medioambiental y legal.

La viabilidad técnica hace referencia a las características de los componentes a instalar. El tamaño de la instalación, la potencia total y las condiciones de trabajo son algunos de los factores importantes que se deben considerar. Este es un aspecto que se ha de tener en cuenta durante el dimensionado del posterior proyecto, seleccionando los componentes óptimos en cada caso, por ejemplo al seleccionar el tamaño de los módulos, si optamos por módulos pequeños el coste y tiempo de instalación será mayor al tener que realizar más conexiones, mientras que módulos demasiado grandes pueden ser difíciles de transportar y colocar según la situación de la instalación.

Los aspectos económicos que se han de considerar pueden variar según el tipo de instalación, no basta con el presupuesto total. En una instalación conectada a red, cuyo objetivo es vender la energía producida, tenemos que calcular el periodo de retorno de la inversión en función del precio de venta del kWh. Sin embargo, para una instalación aislada, cuya alternativa sería un motor de combustión, se ha de comparar el coste del combustible con la producción eléctrica para establecer el periodo de retorno y el ahorro. Un estudio completo incluiría posibles subvenciones, condiciones de préstamos bancarios y estimaciones de variaciones del precio de la energía.

La viabilidad ambiental hace referencia al impacto que el desarrollo de este proyecto tendría en la naturaleza, tanto positivo como negativo. Como ejemplos positivos: si esta instalación se plantea como alternativa a un motor de combustión se evitará cierta cantidad de emisiones de CO₂, y si se suministra a la red, sustituye la producción de otras fuentes de energía menos limpias. Aunque también puede afectar negativamente a los alrededores, por ejemplo si se destina una parcela a la instalación de paneles puede alterar el ecosistema local.

En cuanto a la legalidad de la instalación se ha de cumplir todas las legislaciones vigentes y tramitar los permisos adecuados. No siempre serán trámites a nivel de la administración, por ejemplo una instalación en una cubierta de una urbanización puede necesitar el consentimiento de todos los vecinos ya que afecta al impacto visual global.

Para acceder al pre-dimensionado de una instalación en PVsyst se debe seleccionar dicha opción en la pantalla de inicio del programa (Imagen 3.2.1). Una vez seleccionada, nos aparecerán las tres opciones de instalación disponibles: Conectado a red, Aislado y Bombeo; cada una de las cuáles se realizará de diferente manera.



Imagen 3.2.1

A continuación se incluyen tres ejercicios de pre-dimensionado resueltos, uno para cada tipo de instalación.

3.2.1 Ejercicio 1: Pre-dimensionado Conectado a Red

Enunciado ejercicio 1: Estudiar la viabilidad de un sistema fotovoltaico conectado a la red ubicado en Jaén montado en la cubierta de una nave industrial con inclinación 25° y orientación 10° Oeste. La cubierta es a dos aguas con una superficie total de 400 m^2 , la vertiente orientada al sur solo es aprovechable en un 30 %. El objetivo es la venta de la energía producida. Sistema fijo en un plano con módulos Policristalinos.

El perfil de obstáculos es el siguiente (tabla 1):

Punto	Acimut	Elevación
1	120°	5
2	45°	10
3	5°	30
4	-30°	15
5	-120°	2

TABLA 1

Solución ejercicio 1:

Paso 1: Dimensionado

Para comenzar debemos seleccionar el tipo de instalación que queremos simular y definir el nombre del proyecto.

En la pantalla de inicio de PVsyst seleccionamos “Pre-dimensionado” / “Conectado a red”. Entramos en “Lugar y meteo” y en el recuadro de “Project name” introducimos el nombre que le queremos dar a nuestro proyecto (Imagen 3.2.1).

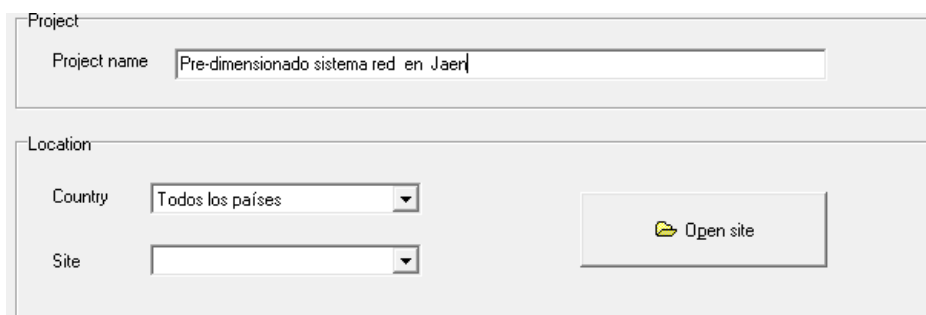


Imagen 3.2.1

Para abordar el pre-dimensionado de una instalación debemos comenzar por definir su localización, ya que las condiciones de irradiación pueden variar y son determinantes a la hora de calcular la producción energética.

Seleccionamos la opción “Open Site” y en la ventana emergente accedemos a “Muestra mapa”. Se nos abrirá un mapa interactivo donde podremos seleccionar haciendo doble clic la ubicación de la que deseamos obtener los datos climatológicos para nuestra instalación, en nuestro caso Jaén (Imagen 3.2.2). Podemos disminuir la escala con la rueda del ratón para seleccionar con mayor exactitud la localización deseada.



Imagen 3.2.2

A continuación, debemos introducir los datos de los posibles sombreados que se producirían sobre nuestra instalación, para ello introducimos los datos

del perfil de obstáculos (Anexo I). Accedemos a “Perfil obstáculos” (Imagen 3.2.3) y lo definimos a partir del acimut y la altura de los puntos que lo componen, para añadir y eliminar puntos debemos pulsar el botón derecho del ratón sobre el gráfico. Cuando hayamos introducido los puntos pulsamos “Archivar” y le damos el nombre que queramos, esto será útil para los siguientes ejercicios, en los que utilizaremos el mismo perfil de obstáculos.

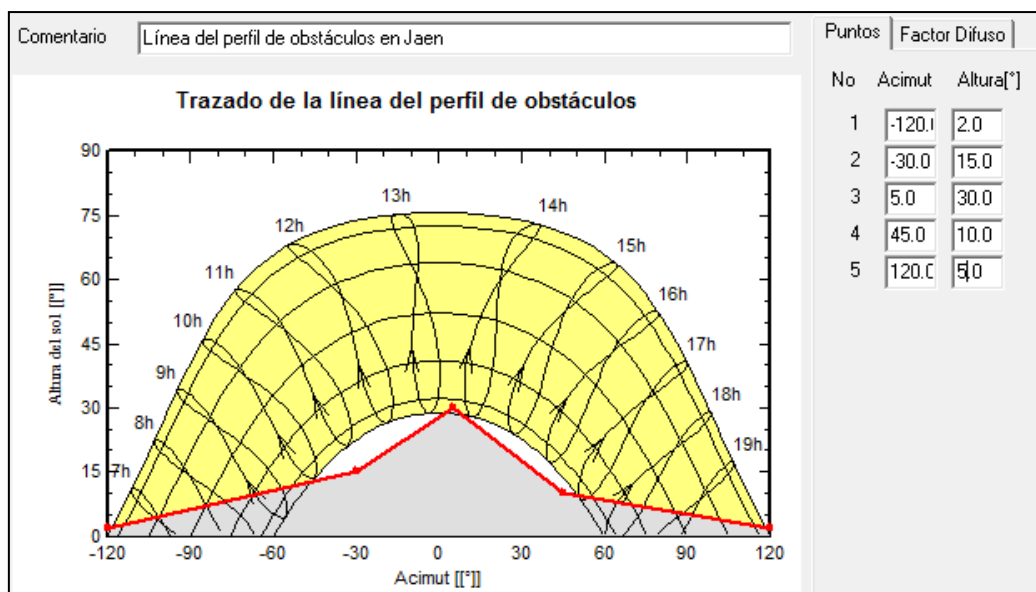


Imagen 3.2.3

Una vez hecho esto, ya contamos con todos los datos necesarios de la situación de la instalación. Ahora accedemos a “Sistema” donde definiremos las características de sistema fotovoltaico que queremos instalar. Podemos dimensionarlo a partir del área que tenemos disponible, de la potencia que queramos instalar o de la producción anual que deseemos. En este ejemplo lo definiremos a partir del área disponible, ya que es el único dato que se nos aporta.

Lo primero que debemos hacer por tanto es hallar el área útil de la que disponemos. En primer lugar vemos que al estar la instalación situada en el hemisferio norte la radiación incidente óptima se daría en las superficies con orientación Sur. En la pendiente Norte de la cubierta no es recomendable colocar módulos fotovoltaicos, ya que la radiación incidente sería mínima, por lo que no la utilizaremos. Mientras que de la pendiente orientada al Sur nos

indican que sólo es utilizable en un 30%, es decir, de 400m² de cubierta total sólo serían útiles 60.

Seleccionamos la opción “Active área” e introducimos el valor de la superficie útil en m². En la casilla “Tilt” seleccionamos la inclinación deseada de los módulos y en “Azimut” la orientación, en este caso coincidirán con la inclinación y orientación de la cubierta (Imagen 3.2.4).

The screenshot displays the PVsyst software interface with two main panels:

- Array specification:**
 - Three input fields for:
 - Active area [m2] (selected with a radio button)
 - Nominal Power [kWp]
 - Annual yield [MWh/year]
 - A "More details" button with a red "plus" icon.
 - An "Area" input field containing "60.0" followed by "m2".
- Collector plane orientation:**
 - Displays "Incl. 25°" and "Acimut -10°".
 - A diagram shows a blue rectangular array tilted at 25° and rotated -10° from the horizontal, with labels for "Oes.", "Este", and "Sur".
 - Yearly Meteo Yield:**
 - Transposition Factor FT: 1.15
 - Loss by respect to optimum: -1.4%
 - Global on coll. plane: 2032 kWh/m²
 - A "Show Optimisation" button with a question mark icon.
 - Tilt [*]: 25 (with up/down arrows)
 - Azimuth [*]: -10 (with up/down arrows)
 - A "Horizon" button with a sun icon.

Imagen 3.2.4

A continuación, seleccionamos las características de los módulos. El tipo de módulo lo determinamos como “Standard”, también podríamos determinarlo como translucido o dejarlo sin definir. Seleccionamos como tecnología “Polycrystalline cells” (células policristalinas) como se nos indicaba en el enunciado. Para la disposición de montaje marcamos “Facade or tilt roof”, que indica que la instalación estará situada en una fachada o cubierta inclinada. De las propiedades de ventilación estableceremos “No ventilation”, ya que planeamos colocar los módulos directamente sobre la cubierta sin separación (Imagen 3.2.5).

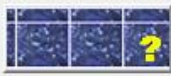
Modul Type  ☒ Standard  ☐ Translucide Custom  ☐ Not yet defined	Technology  ☐ Monocrystalline cells  ☒ Polycrystalline cells  ☐ Thin film
Mounting disposition  ☐ Flat roof  ☒ Facade or tilt roof  ☐ Ground based	Ventilation property  ☐ Free standing  ☐ Ventilated  ☒ No ventilation

Imagen 3.2.5

Paso 2: Simulación.

Ya tenemos definidos todos los parámetros de este pre-dimensionado y accediendo a “Resultados” nos aparecerá una nueva ventana donde podremos definir el precio del módulo fotovoltaico, el programa nos proporciona valores estándar que tomaremos en esta ocasión como reales (Imagen 3.2.6). Seleccionando las pestañas de la izquierda podemos acceder a los distintos gráficos y datos que nos ofrece como resultado del estudio. Además, con la opción “Print” podemos imprimir todos estos resultados o almacenarlos en un archivo PDF.

Input Data Murcia Plano: inclinación 25°, acimut -10° Elevación media del perfil de	Parameters Area: 60.0 m ² Module Cost: 1.00 EUR/Wp Technology: Polycrystalline	Results Nominal power: 9 kW Annual Yield: 14.1 MWh/yr Investment: 32853 EUR Energy cost: 0.23 EUR/kWh
--	---	--

Imagen 3.2.6

La primera pestaña de la izquierda nos muestra datos de radiación solar. La gráfica compara la irradiación incidente en el plano horizontal, con la irradiación en el plano inclinado seleccionado (Imagen 3.2.7). Esta opción puede ser útil para determinar si la inclinación seleccionada puede no ser la más adecuada. En nuestro caso, vemos que de media la irradiación sobre las

placas será superior que sobre la horizontal, con lo que la inclinación de los módulos no representa pérdidas.

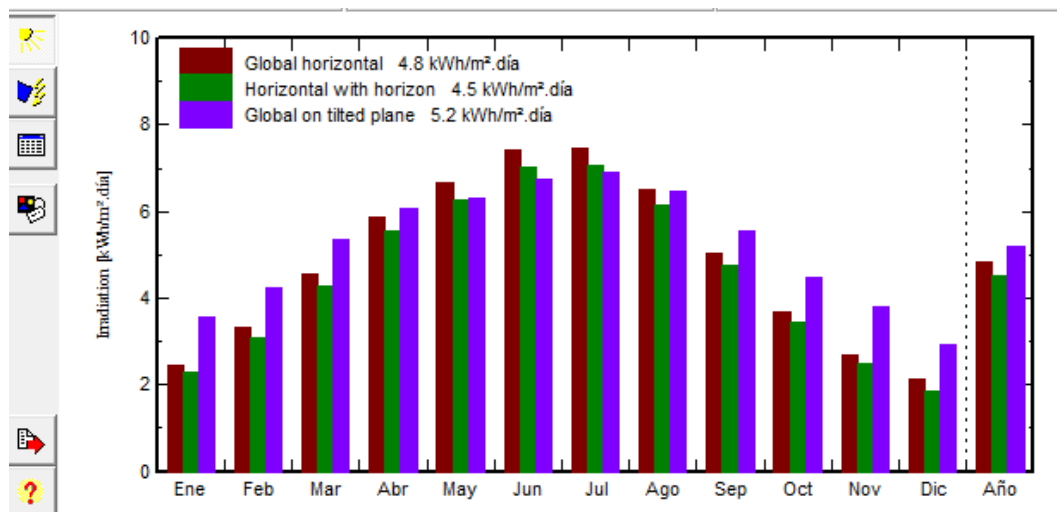


Imagen 3.2.7

La segunda pestaña muestra la energía producida por el sistema mensualmente y la media anual (Imagen 3.2.8). A partir de esta gráfica podemos conocer la proporción de energía producida en cada periodo y determinar los mínimos y máximos de producción.

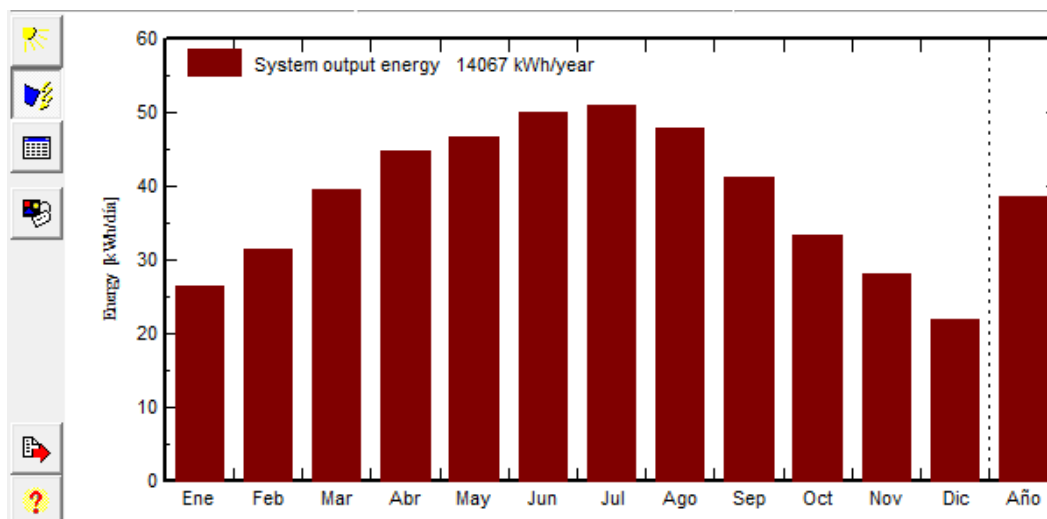


Imagen 3.2.8

En la tercera pestaña se muestran los datos numéricos de los dos gráficos anteriores (Imagen 3.2.9). De aquí podemos obtener las cifras exactas para realización de cálculos.

	Gl. horiz. kWh/m².día	With horizon kWh/m².día	Coll. Plane kWh/m².día	System output kWh/día	System output kWh
Ene.	2.46	2.28	3.57	26.47	821
Feb.	3.31	3.09	4.25	31.49	882
Mar.	4.55	4.30	5.34	39.51	1225
Abr.	5.89	5.54	6.06	44.86	1346
May.	6.65	6.28	6.29	46.57	1444
Jun.	7.42	7.03	6.74	49.91	1497
Jul.	7.44	7.08	6.89	51.02	1582
Ago.	6.50	6.16	6.48	47.95	1487
Sep.	5.04	4.75	5.56	41.19	1236
Oct.	3.68	3.43	4.50	33.28	1032
Nov.	2.69	2.50	3.80	28.10	843
Dic.	2.12	1.87	2.94	21.75	674
Año	4.82	4.53	5.20	38.54	14067

Imagen 3.2.9

En la última pestaña encontramos los resultados económicos del estudio. Nos permite incluir en los cálculos los datos de un préstamo bancario, en la casilla “Duration” introducimos el periodo de devolución y en “Rate” seleccionamos el interés. Estos ajustes influirán en el cálculo del coste anual de la instalación y por tanto del coste de la energía producida (Imagen 3.2.10).

Input Data Sevilla Plano: inclinación 25°, acimut -10° Elevación media del perfil de	Parameters Area: 60.0 m2 Module Cost: 1.00 EUR/Wp Technology: Polycrystalline	Results Nominal power: 9 kW Annual Yield: 15.6 MWh/yr Investment: 32853 EUR Energy cost: 0.21 EUR/kWh																		
Economic gross evaluation (excluding taxes and subsidies)																				
<table> <tr> <td>Module cost</td> <td>9000 EUR</td> </tr> <tr> <td>Supports cost</td> <td>9600 EUR</td> </tr> <tr> <td>Inverter and wiring</td> <td>2250 EUR</td> </tr> <tr> <td>Transport/Mounting</td> <td>12003 EUR</td> </tr> <tr> <td>Total investment</td> <td>32853 EUR</td> </tr> <tr> <td>Annuites</td> <td>2636 EUR/yr</td> </tr> <tr> <td>Maintenance costs</td> <td>640 EUR/yr</td> </tr> <tr> <td>Total Yearly cost</td> <td>3276 EUR/yr</td> </tr> <tr> <td>Energy cost</td> <td>0.21 EUR/kWh</td> </tr> </table>			Module cost	9000 EUR	Supports cost	9600 EUR	Inverter and wiring	2250 EUR	Transport/Mounting	12003 EUR	Total investment	32853 EUR	Annuites	2636 EUR/yr	Maintenance costs	640 EUR/yr	Total Yearly cost	3276 EUR/yr	Energy cost	0.21 EUR/kWh
Module cost	9000 EUR																			
Supports cost	9600 EUR																			
Inverter and wiring	2250 EUR																			
Transport/Mounting	12003 EUR																			
Total investment	32853 EUR																			
Annuites	2636 EUR/yr																			
Maintenance costs	640 EUR/yr																			
Total Yearly cost	3276 EUR/yr																			
Energy cost	0.21 EUR/kWh																			
These values should only be considered as an order of magnitude. More precise evaluations will be available with detailed simulation.																				
Currency Europa - EURO EUR																				
Loan Duration: 20 years Rate: 5.0 % Ann. factor: 0.080																				
Edit cost																				

Imagen 3.2.10

Es importante entender el significado de estos datos económicos y cómo PVsyst realiza estos cálculos, para poder extraer las conclusiones correctas. Para ello, explicamos a continuación todos estos resultados con más detalle.

El término “Module cost” representa el precio total de las placas fotovoltaicas. Este valor está calculado a partir del coste del vatio pico seleccionado y de la potencia total a instalar mediante la siguiente ecuación (ecuación 1):

$$\text{Module cost (total)} = \text{Module cost (precio del Wp)} * \text{Nominal power}$$

(Ecuación 1)

Lo que en español sería (ecuación 2):

$$\text{Coste de los paneles[€]} = \text{Precio del módulo [€/Wp]} * \text{Potencia instalada [W]}$$

(Ecuación 2)

En este ejemplo los cálculos son (ecuación 3):

$$9000 \text{ €} = 1 \text{ €/Wp} * 9000 \text{ W}$$

(Ecuación 3)

El siguiente dato de los resultados, “Supports cost” representa el coste de los soportes de los paneles. Los cálculos para este resultado se basan en el tipo de montaje que hayamos seleccionado y de la potencia de la instalación, la opción de montaje en fachada o tejado inclinado es la que conlleva mayores gastos en este apartado. El coste lo establece en función de parámetros internos del programa y no nos permite ajustarlos.

El dato “Inverter and wiring” nos muestra la inversión en los inversores y el cableado. Este valor se establece principalmente a partir del número y la potencia de los inversores que haya estimado el software, calculado a partir de la potencia instalada. Este apartado se encarece al aumentar la potencia nominal del proyecto.

El apartado “Transport and mounting” es una estimación del coste de transporte e instalación de los componentes. De nuevo el factor determinante a

este respecto será el tamaño de la instalación y la disposición de los paneles, no se nos da la opción de alterar el coste de la mano de obra durante el pre-dimensionado. La suma de los cuatro datos anteriores nos da el coste total de la inversión.

El dato “Annuities” representa la cantidad anual a pagar en concepto de devolución del préstamo bancario. Este dato se calcula a partir de los datos introducidos en el apartado “loan”, relativos a las condiciones del préstamo. Si no queremos contemplar esta opción, podemos seleccionar 0 años de duración y 0 % de interés, pero esto afectará al cálculo del precio de la energía ya que considerará el tiempo de amortización de la inversión de un año. Para evitar esto, podemos utilizar este dato para el cálculo del coste de la energía según el periodo de amortización que elijamos, introduciéndolo como “duration” en “loan” y seleccionando 0 % de interés. La ecuación utilizada por el software para estos cálculos sería (ecuación 4):

$$\text{Annuities [€/año]} = \frac{\text{Total investment [€]} * \text{Rate [\%]}}{1 - (1 + \text{Rate [\%]})^{-\text{Duration [años]}}}$$

(Ecuación 4)

Traducido quedaría (ecuación 5):

$$\text{Cuota anual [€/año]} = \frac{\text{Inversión total [€]} * \text{interés [\%]}}{1 - (1 + \text{Interés [\%]})^{-\text{Duración [años]}}}$$

(Ecuación 5)

En nuestro ejemplo hemos establecido un préstamo a 20 años y al 5% de interés, obteniendo (ecuación 6):

$$2636 \text{ €/año} = \frac{32853 \text{ €} * 0,05}{1 - (1 + 0,05)^{-20 \text{ años}}}$$

(Ecuación 6)

El siguiente datos que nos aporta es “Maintenance cost”, que indica el coste de mantenimiento anual, dependerá del tamaño y disposición de la instalación. Este dato se calcula automáticamente y no puede ajustarse con valores propios.

Mediante la suma de las cuotas anuales del préstamo y el coste de mantenimiento obtenemos el coste total anual, “Total Yearly cost”. Con este dato y la producción energética anual del sistema obtenemos el “Energy cost”, que representa el coste de producción de la energía, mediante la siguiente ecuación (ecuación 7):

$$\text{Energy cost [€/kWh]} = \frac{\text{Total yearly cost [€/año]}}{\text{Annual Yield [kWh/año]}}$$

(Ecuación 7)

Que traducido sería (ecuación 8):

$$\text{Coste de la energía [€/kWh]} = \frac{\text{Coste total anual [€/año]}}{\text{Producción energética [kWh/año]}}$$

(Ecuación 8)

En este ejemplo los cálculos son (ecuación 9):

$$0.21 \text{ €/kWh} = \frac{3276 \text{ €/año}}{15600 \text{ kWh/año}}$$

(Ecuación 9)

En cualquier caso, como el propio programa nos recuerda, estos datos son sólo un orden de magnitud, no deben considerarse al detalle.

Paso 3: Análisis de los resultados

Una vez realizadas las simulaciones debemos contar con información suficiente para determinar si nuestro proyecto es viable con las características que hemos definido. Para ello debemos considerar los resultados que nos resulten determinantes en cada caso particular. En general con los datos obtenidos del pre-dimensionado determinaremos la viabilidad económica y técnica.

En este ejemplo los resultados económicos suponen una inversión en torno a 100.000 €, que financiado con el préstamo seleccionado anteriormente nos supondría un coste de producción de la energía alrededor de 0,21 €/kWh. Para determinar la rentabilidad de esta inversión debemos conocer el precio de

venta del kWh inyectado a la red y compararlo con el coste para estimar la ganancia. Estos datos deben estar actualizados ya que la fluctuación del régimen retributivo es constante.

A modo de ejemplo tomaremos retribución constante de 0,30 €/kWh. Con lo que obtendríamos una ganancia de 0,09 €/kWh, que con una producción anual de 15,6 MWh estimamos unas ganancias anuales brutas que rondan los 1404 € (ecuación 10):

$$0,09 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} * 15600 \frac{\text{kWh}}{\text{año}} = 1404 \text{ €}$$

(Ecuación 10)

Por otra parte, en cuanto a la viabilidad técnica debemos considerar la superficie que ocupará la instalación, con respecto al espacio disponible. Hay que tener en cuenta que para evitar sombreados entre paneles puede ser necesario aumentar su separación y por tanto el espacio total ocupado. En nuestro caso, dado que la condición de partida para los cálculos era la superficie disponible, este apartado está garantizado.

El pre-dimensionado constituye por tanto una herramienta útil para obtener de forma rápida la magnitud de un proyecto fotovoltaico y determinar su viabilidad. Una vez llegados a este punto, si los resultados obtenidos son positivos, podemos emprender el diseño completo del proyecto para obtener unos resultados más completos. Veremos cómo abordar el diseño de instalaciones en el apartado 3.3 de este documento.

3.2.2 Ejercicio 2: Pre-dimensionado SFV Aislado

Enunciado ejercicio 2: Pre-dimensionar un sistema fotovoltaico Aislado ubicado en Madrid, montado en la cubierta de una vivienda con inclinación 30° y orientación 45° Este. El objetivo es el abastecimiento de energía eléctrica a la vivienda sin apoyo con autonomía para 5 días. Sistema fijo en un plano, con módulos monocristalinos. Batería de 24 V y LOL (Loss-of-Load) del 2%. El perfil de obstáculos igual al ejercicio anterior.

Los consumos diarios son los siguientes (tabla 2):

Equipos	Potencia	Horas de uso
Iluminación	10 x 7 W	2
TV	50 W	4
Frigorífico	700 Wh/día	-
Lavadora	2000 Wh/día	-
Otros	100 W	4

TABLA 2

Resolución ejercicio 2:

Paso 1: Dimensionado

Para comenzar el pre-dimensionado de esta instalación procederemos de forma análoga al ejercicio anterior, determinando la ubicación y el perfil de obstáculos. En la pantalla de inicio de PVsyst accedemos a “Pre-dimensionado” /”Aislado” (Imagen 3.2.11).

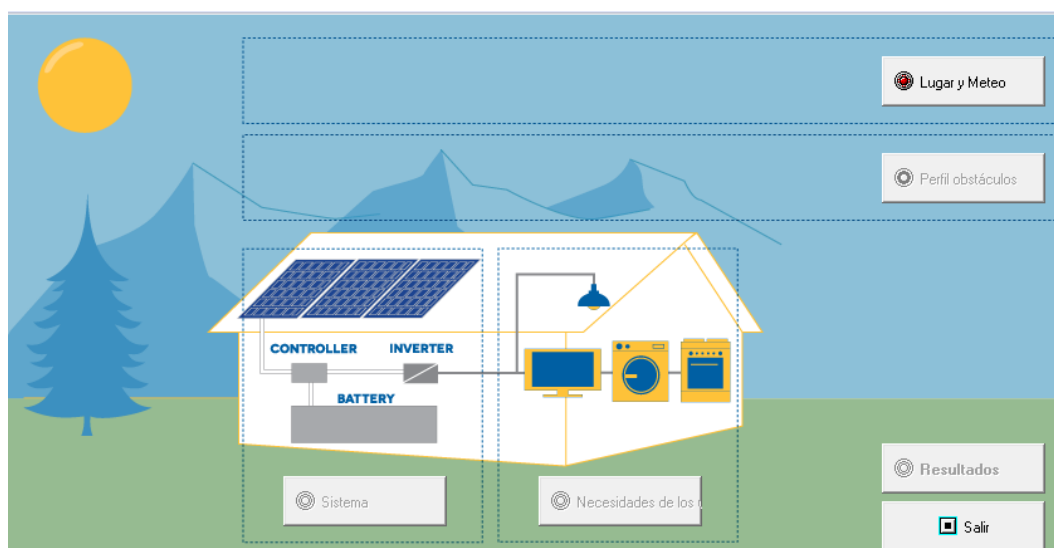


Imagen 3.2.11

Seleccionamos la ubicación como en el ejemplo anterior. Al ser el perfil de obstáculos el mismo del ejercicio anterior podemos abrirlo directamente si lo habíamos archivado. Pulsando “Abrir/Importar” y eligiendo “Archivo interno de PVsyst” podremos encontrar los perfiles de obstáculos que hayamos guardado.

En este caso, en lugar de seleccionar la superficie disponible que tenemos o la potencia que nos gustaría instalar como hemos mostrado para una instalación conectada a red, el dimensionado de la instalación dependerá del consumo estimado. Accedemos a “Necesidades de los usuarios” donde podemos calcular el consumo de la vivienda a partir de sus aparatos eléctricos (Imagen 3.2.12).

Definition of Daily Household consumptions

Daily consumptions				
Number		Power	Mean Daily use	Daily energy
10	Fluorescent lamps	7 W/lamp	2.0 h/day	140 Wh
1	TV / Magnetoscope / PC	50 W/app.	4.0 h/day	200 Wh
1	Domestic appliances	0 W/app.	0.0 h/day	0 Wh
1	Fridge / Deep-freeze		0.70 kWh/day	700 Wh
1	Dish-washer, Cloth-washer		2.00 kWh/day	2000 Wh
	Other uses	100 W tot	4.0 h/day	400 Wh
	Stand-by consumers	0 W tot	24h/day	0 Wh
Total daily energy				3440 Wh/day
Total monthly energy				103.2 kWh/month

Appliances info

Consumption definition by

☒ Year

☐ Seasons

☐ Months

Week-end use

☐ Use only during 7 days in a week

Model

Load

Save

Imagen 3.2.12

En la primera columna introducimos el número de aparatos de cada tipo de que disponemos. En este orden, los apartados que nos muestra son: Lámparas fluorescentes, televisión/vídeo/ordenador, electrodomésticos, frigorífico/congelador y lavavajillas/lavadora. A la hora de introducir los datos debemos tener en cuenta sólo los aparatos de uso regular.

En la segunda columna introducimos la potencia individual de cada electrodoméstico. No nos permite ajustar los valores para distintos dispositivos del mismo tipo, por lo que en ocasiones tendremos que hacer una media entre sus valores. En el apartado “other uses” debemos introducir la potencia total instalada en otros elementos no considerados anteriormente. En ocasiones el consumo de los aparatos en stand-by puede representar un factor importante, esto se introduce en el apartado “Stand-by consumers”.

En la columna “Mean Daily use” debemos seleccionar las horas diarias que, de media, se utilizan estos aparatos, hay que tener en cuenta que para el frigorífico, la lavadora y el lavavajillas se define su consumo diario directamente. Es importante prestar atención a las unidades de cada recuadro para no cometer errores al introducir los datos. A la derecha se nos mostrarán los resultados de consumo diario de cada tipo de aparato, observando su magnitud podemos determinar dónde se concentra el gasto energético. La suma de estos datos nos dará el consumo total estimado, en este ejemplo obtenemos 103.2 kWh/mes.

La ecuación que utiliza el software para realizar estos cálculos es la siguiente (ecuación 11):

$$Number * Power [W] * Mean Daily use \left[\frac{h}{day} \right] = Daily energy \left[\frac{Wh}{day} \right]$$

(Ecuación 11)

Que podríamos traducir como (ecuación 12):

$$Número * Potencia [W] * Uso medio diario \left[\frac{h}{día} \right] = Consumo diario [Wh/día]$$

(Ecuación 12)

Por ejemplo, para calcular el consumo de las lámparas de este ejercicio sería (ecuación 13):

$$10 \text{ bombillas} * 7 \frac{W}{\text{bombilla}} * 2 \frac{\text{horas}}{\text{día}} = 140 Wh/día$$

(Ecuación 13)

Las opciones de la parte inferior nos permiten establecer diferentes consumos para cada mes o cada estación, además de para un número concreto de días a la semana. Estas opciones son especialmente útiles para segundas viviendas, donde predomina el consumo los fines de semana y para tener en cuenta picos de consumo estacionales como el aire acondicionado en verano o la calefacción en invierno.

Una vez definida la demanda energética que se pretende cubrir procedemos al dimensionado. Accedemos al apartado “Sistema” donde introducimos la inclinación y orientación de nuestros módulos, el procedimiento es análogo al pre-dimensionado conectado a red, visto en el ejemplo anterior. En este caso, en función de las características que escojamos y del consumo calculado previamente el software dimensionará la potencia de los paneles y la capacidad de la batería para garantizar que se cubran las necesidades del usuario (Imagen 3.2.13).

Stand alone system pre-definition

The system sizing will be proposed in the "Results" dialog, according to your specific requirements

Battery sizing

The battery usual (optimal) voltage is depending on your system size. It should be chosen taking the operation currents into account.

The battery capacity will be proposed according to your needs definition and the required autonomy.

A too low autonomy (less than 2 days) is not recommended as it will significantly increase the necessary PV power.

PV array size

Will be determined according to your needs, the weather and your acceptance of PLOL (time fraction for which the user's needs will not be satisfied).

PVsyst performs a simplified simulation according to your meteo data for this estimation.

Collector plane orientation

Incl. 30° Acimut 45°

Winter Meteo Yield

Transposition Factor FT	1.34
Loss by respect to optimum	-19.2%
Global on coll. plane	671 kWh/m²

 **Show Optimisation** 

Tilt [°]

Azimuth [°]

 **Horizon**

Imagen 3.2.13

Paso 2: Simulación

Accedemos a “Resultados”, donde podremos establecer los días de autonomía de la instalación, las pérdidas de carga admisibles o LOL (Loss-of-load) y la tensión de la batería (Imagen 3.2.14).

Input Data	Required Parameters
Madrid	
Plane: tilt = 30°, azimuth = 45°	Required autonomy 5.0 days 
Elevación media del perfil de  121°	Required LOL 2.0 % 
Av. daily use 3.44 kWh/day	Battery/system voltage 24 V 

Imagen 3.2.14

Los días de autonomía representan el tiempo que nuestra instalación debe seguir suministrando energía pese a que la radiación incidente sea escasa o nula. Esto representa su funcionamiento durante periodos nublados. Los días de autonomía que establezcamos afectaran directamente al tamaño de la batería, ya que esta será la encargada de mantener el suministro. También aumentará la potencia de la instalación ya que no solo cubre el consumo sino que desvía energía para almacenarla.

El porcentaje de pérdidas de carga representa el número de horas anuales que se espera estadísticamente que la demanda eléctrica sobrepase al suministro. Si elegimos una condición muy restrictiva la instalación habrá de ser mayor, ya que se dimensionará en función del periodo del año con peor relación de radiación y consumo. Para una instalación doméstica es preferible considerar unas pérdidas admisibles, que representará que en los periodos con menor irradiación deberemos moderar el consumo o utilizar una fuente energética auxiliar, pero evitaremos sobredimensionar la instalación.

En la parte superior derecha nos aparece un resumen de los resultados (Imagen 3.2.15). Nos muestra la potencia nominal de la instalación solar, la capacidad de la batería, la inversión económica total y el coste de generación de la energía. Hay que tener en cuenta que este coste lo calcula de forma similar a como hemos indicado para el pre-dimensionado conectado a red, por lo que variará con las condiciones de préstamo seleccionadas.

Results	
Array nom. power	1749 Wp
Battery capacity	843 Ah
Investment cost 12952 EUR	
Energy cost	1.46 EUR/kWh

Imagen 3.2.15

Accediendo a las distintas pestañas se nos muestran gráficamente los principales resultados de la simulación.

La primera gráfica nos muestra la energía que nos suministra nuestra instalación solar y el consumo en cada mes y en promedio anual. En los periodos en los que la producción de energía se encuentre por debajo del consumo podríamos tener problemas de abastecimiento eléctrico. Vemos que en nuestro ejemplo esto sólo se produce en diciembre, coincidiendo con la menor irradiación solar, esto aparece por el 2% de pérdida de carga permisible (LOL) que habíamos establecido. Observamos que la media anual de generación de energía es mucho mayor que el consumo (Imagen 3.2.16).

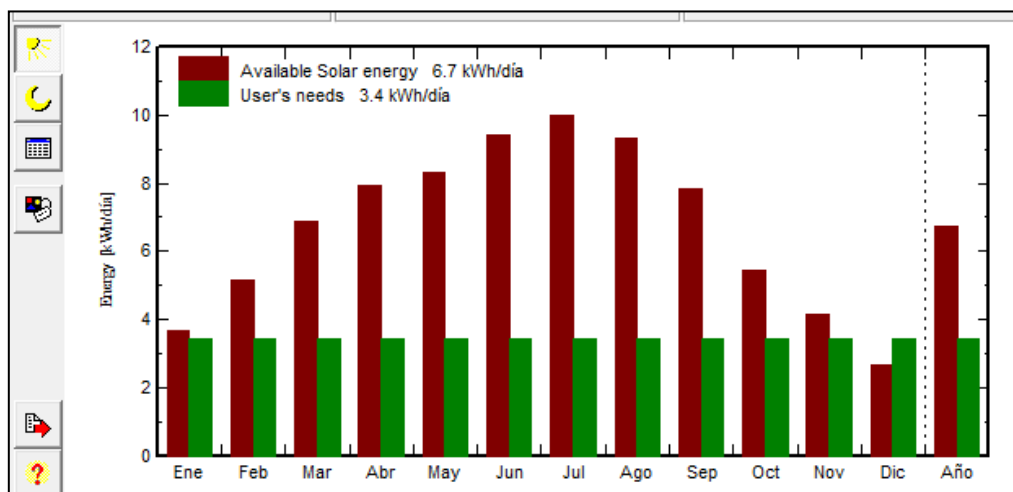


Imagen 3.2.16

La segunda gráfica nos muestra la carga de las baterías y la probabilidad de pérdida de carga, es decir, de que las necesidades de consumo no sean cubiertas. Vemos que aparece principalmente en diciembre, como ya habíamos previsto, y además también ligeramente en enero, donde el consumo se encontraba sólo ligeramente por debajo de la producción eléctrica (Imagen 3.2.17).

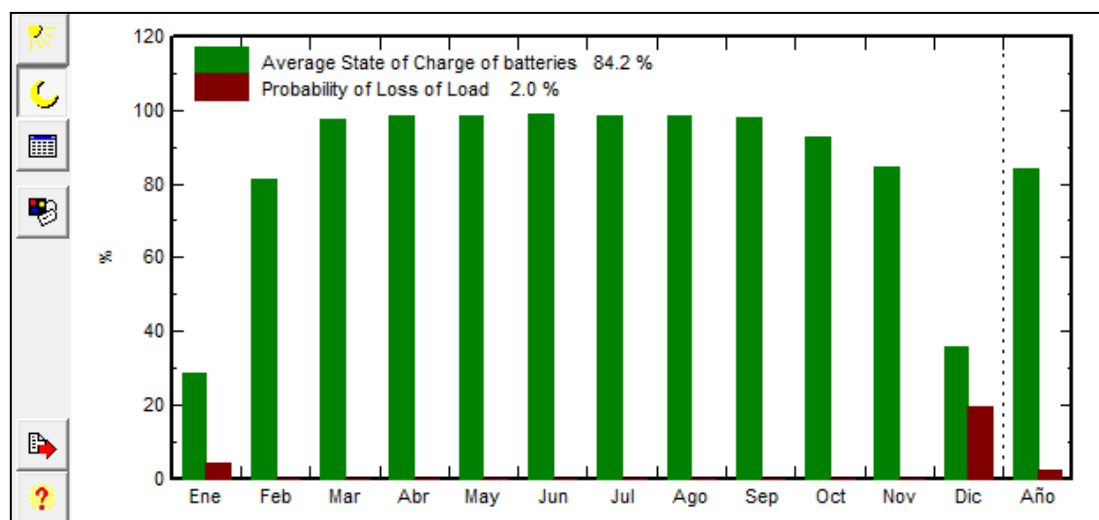


Imagen 3.2.17

La tercera pestaña nos muestra mensualmente la energía incidente total por metro cuadrado, la energía fotovoltaica producida, el consumo, el superávit o el déficit de energía, el estado de carga de la batería (State-of-charge), la pérdida de carga (LOL) y los litros de gasolina que habría que utilizar en los meses de déficit de energía solar para alimentar un motor eléctrico que suministrase energía extra (Imagen 3.2.18).

	Incid.	PV avail.	Demand	Excess	Missing	SOC	Pr. LOL	Fuel
	kWh/m².día	kWh	kWh	kWh	kWh	%	%	liter
Ene.	2.6	114.3	106.6	0.0	4.4	28	4.1	2.9
Feb.	3.7	143.8	96.3	23.6	0.0	81	0.0	0.0
Mar.	4.9	213.6	106.6	93.3	0.0	98	0.0	0.0
Abr.	5.7	238.5	103.2	122.5	0.0	98	0.0	0.0
May.	5.9	257.7	106.6	138.3	0.0	98	0.0	0.0
Jun.	6.7	282.4	103.2	167.0	0.0	99	0.0	0.0
Jul.	7.2	310.5	106.6	191.2	0.0	99	0.0	0.0
Ago.	6.7	289.0	106.6	169.4	0.0	98	0.0	0.0
Sep.	5.6	234.7	103.2	118.6	0.0	98	0.0	0.0
Oct.	3.9	168.5	106.6	49.1	0.0	93	0.0	0.0
Nov.	3.0	124.1	103.2	9.6	0.0	85	0.0	0.0
Dic.	1.9	82.3	106.6	0.0	20.1	36	19.4	13.4
Año	4.8	2459.5	1255.6	1082.6	24.5	84	2.0	16.3

Imagen 3.2.18

Por último nos ofrece una evaluación económica para que podamos decidir la posible viabilidad de la instalación. Los datos que aquí se nos muestran son muy similares a los del pre-dimensionado fotovoltaico. Las diferencias son la inclusión del coste de las baterías y el regulador, el resto de cálculos son análogos al apartado 3.2.1 (Imagen 3.2.19).

Economic gross evaluation		
Module cost	1749	EUR
Battery cost	3035	EUR
Regulator cost	961	EUR
Transport/Fitting	7207	EUR
Total investment	12952	EUR
Annuities	1039	EUR/yr
Maintenance costs	759	EUR/yr
Total Yearly cost	1798	EUR/yr
Energy cost	1.46	EUR/kWh

These values should only be considered as an order of magnitude. More precise evaluations will be available with detailed simulation.

Currency
Europa - EURO EUR

[Rates](#)

Loan
Duration: 20 years
Rate: 5.0 %
Ann. factor: 0.080

Edit costs

Imagen 3.2.19

Paso 3: Análisis de resultados

Respecto a la viabilidad técnica de la instalación debemos considerar el tamaño ocupado. Ya que normalmente para este tipo de instalación situaremos las placas en la cubierta de la vivienda, el espacio del que dispondremos será limitado. Considerando que cada kWp instalado ocupa aproximadamente 10 m², estimamos que para una potencia de 1.749 Wp necesitaríamos alrededor de 18 m² de superficie disponible. Es recomendable que la superficie de la que dispongamos no sea demasiado ajustada a nuestras estimaciones, ya que los paneles tienen que encajar individualmente, y según sus dimensiones puede no ser posible. A la hora de seleccionar el tamaño de las placas solares para la instalación definitiva es recomendable bosquejar la disposición final que tendrán sobre el tejado.

En cuanto al coste, PVsyst nos ofrece como resumen económico del pre-dimensionado el coste total de la inversión, así como las anualidades de un préstamo bancario cuyas características podemos modificar y el coste de mantenimiento anual. Con estos datos calcula el coste de la energía producida en nuestra instalación.

Si el objetivo del pre-dimensionado es determinar la rentabilidad de instalar un sistema fotovoltaico frente a comprar la energía de la Red

deberemos comparar el coste de la energía obtenido con el precio actual de mercado, incluyendo según la legislación vigente posibles primas o penalizaciones. Hay que tener en cuenta que estos cálculos son sólo una aproximación para establecer la magnitud del proyecto y la inversión. En los cálculos definitivos de una instalación habrá que introducir los datos de posibles subvenciones y costes reales de los elementos y mano de obra.

En este caso el coste aproximado de la inversión es de 12.952€ y el mantenimiento anual asciende a 759€. El coste de la energía calculado es de 1,46€/kWh. Este valor sobrepasa el precio de compra del kWh de la red, con lo que no sería rentable para esta concepción.

Por otro lado, habrá proyectos de instalaciones aisladas cuyo fin no sea el ahorro en la factura eléctrica, ya que por ejemplo pueden abastecer a instalaciones situadas en ubicaciones de difícil o nulo acceso a la red eléctrica. Para este caso, el coste de la energía habría que compararlo con las demás opciones de generación disponibles, por ejemplo un generador de combustión.

Normalmente a la hora de instalar este tipo de instalación no son sólo los factores económicos y técnicos los determinantes, tendremos en cuenta la comodidad, la cantidad de emisiones de CO₂, el interés personal de apuesta por las energías renovables, etc. Lo cual no puede incluirse en los cálculos numéricamente, pero deberá tenerse en cuenta en cada proyecto concreto.

En cualquier caso a partir de este rápido pre-dimensionado obtendremos una aproximación a la envergadura y coste del proyecto, y en caso de obtener resultados satisfactorios podemos continuar con el diseño. Veremos en el apartado 3.3.2 de este documento como realizar el diseño completo de una instalación fotovoltaica aislada con PVSyst.

3.2.3 Ejercicio 3: Pre-dimensionado de SFV para Bombeo

Enunciado ejercicio 3: Pre-dimensionar un sistema fotovoltaico para Bombeo ubicado en Sevilla montado sobre pérgola con inclinación 40° y orientación 0°. El objetivo es el abastecimiento de agua para riego sin apoyo con autonomía para 5 días. Sistema fijo en un plano, con módulos monocristalinos. LOL (Loss-of-Load) del 5% y bomba DC de superficie y acoplamiento directo. La bomba y el depósito tienen una diferencia de altura de 10 metros. El perfil de obstáculos igual al de los ejercicios anteriores.

Los consumos de agua son los siguientes (tabla 3):

Estación	Consumo de agua (m3/día)
Verano	40
Otoño	20
Invierno	10
Primavera	40

TABLA 3

Resolución ejercicio 3:

Paso 1: Dimensionado

Para abordar el pre-dimensionado de un sistema de bombeo fotovoltaico entramos en “Pre-dimensionado” / “Bombeo” (Imagen 3.2.20). Establecemos un nombre para el proyecto y determinamos su ubicación y su perfil de obstáculos de la misma forma que en los ejemplos anteriores.

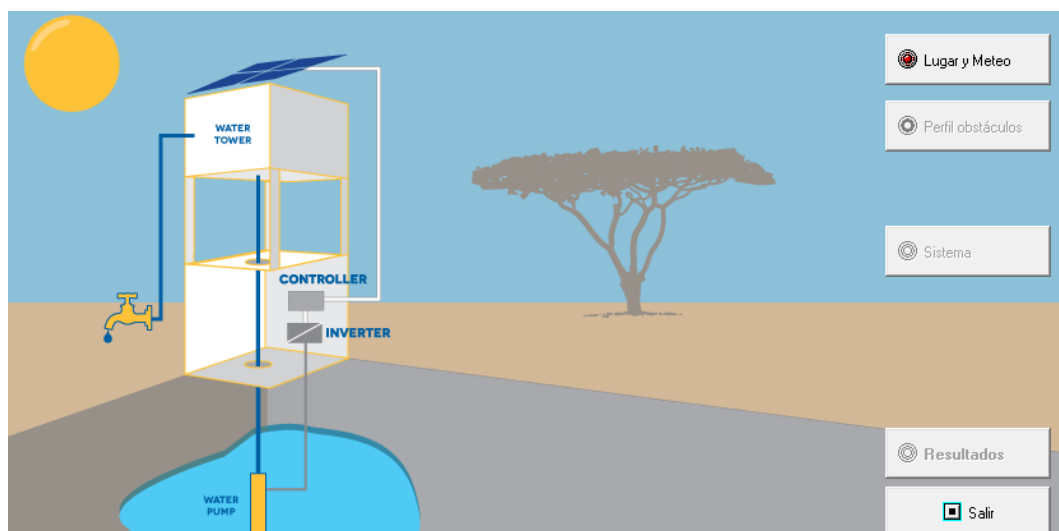


Imagen 3.2.20

Antes de comenzar el dimensionado debemos establecer el consumo que debemos cubrir. En “Sistema” debemos seleccionar “Seasonally data”, lo que nos permitirá definir las necesidades de agua estacionalmente (Imagen 3.2.21). Podemos definirlas también anual o mensualmente, según nos interese en cada caso.

 The image shows two windows from the PVsyst software. The left window is titled 'Pumping system definition' and contains several sections:

- Water needs:** Radio buttons for 'Yearly average', 'Seasonally data' (selected), and 'Monthly data'. A table shows seasonal water needs in m³/day: Summer (40.0), Autumn (20.0), Winter (10.0), and Spring (40.0).
- Head:** A text box for 'Head (Level difference)' with a value of 10 and a unit dropdown set to 'medida\'. There is a question mark icon next to it.
- Pipes:** Text boxes for 'Length' (0.0 m) and 'Int. diam.' (0.0 mm).
- Pump technology:** Radio buttons for 'DC positive displacement' (selected), 'AC positive displacement', and 'Centrifugal'.
- Water units:** Dropdown menus for 'Head' (medida\') and 'Flow' (m³/día).
- Power converter:** Radio buttons for 'Direct coupling' (selected), 'Dir. with current Booster', 'Cascading', and 'MPPT converter'.
- Pump layout:** Radio buttons for 'Surface' (selected) and 'Deep well'.

 The right window is titled 'Collector plane orientation' and contains:

- Incl. 40°** and **Acimut 0°** labels.
- A diagram showing the collector plane orientation with labels 'Oest', 'Este', and 'Sur'.
- Winter Meteo Yield:** A box showing 'Transposition Factor FT' (1.59), 'Loss by respect to optimum' (-3.5%), and 'Global on coll. plane' (998 kWh/m²). There is a 'Show Optimisation' button and a question mark icon.
- Tilt [°]:** A value of 40.
- Azimuth [°]:** A value of 0.
- A 'Horizon' button with a small icon.

Imagen 3.2.21

Además, deberemos seleccionar algunas características sobre el sistema de bombeo que afectarán al proceso de dimensionado. En la casilla “Head” introducimos la diferencia de nivel entre la bomba y el depósito, en este caso

establecemos 10 metros. Cuanto mayor sea esta distancia mayor deberá ser la potencia de la bomba y por tanto la de la instalación fotovoltaica.

En “Pipes” podemos definir la longitud y el diámetro de las tuberías que unen la bomba con el depósito. En general, intentaremos reducir la distancia entre ambos ya que supone pérdidas por rozamiento y pérdidas de presión.

El apartado “Pump technology” nos da a elegir entre bomba de corriente continua o alterna, de desplazamiento positivo o centrífuga. La opción “Power converter” es para definir el tipo de acoplamiento y si necesita convertidor. En “Pump layout” podemos determinar si la bomba está situada en superficie o sumergida. En la parte derecha seleccionamos la inclinación y la orientación del sistema fotovoltaico como en los ejemplos anteriores.

Paso 2: Simulación

En “Resultados” podemos definir los días de autonomía de la instalación y las pérdidas de carga, ajustando estos dos parámetros se ajustará automáticamente el volumen del tanque necesario. También puede realizarse el proceso inverso, determinando el volumen del tanque para que se ajusten los días de autonomía automáticamente.

La primera gráfica que nos ofrece PVsyst muestra la energía producida por el sistema fotovoltaico, la energía necesaria para hacer funcionar la bomba y las necesidades hídricas en cada mes. Los periodos en los que observamos que las necesidades de energía sobrepasan el suministro se deben a la pérdida de carga establecida del 5%. Vemos que pese a ser los meses de invierno los de menor energía solar disponible, las pérdidas de carga se producen en los meses de verano. Eso se debe a que el factor determinante en este caso es la demanda de agua, mucho mayor en estos meses (Imagen 3.2.22).

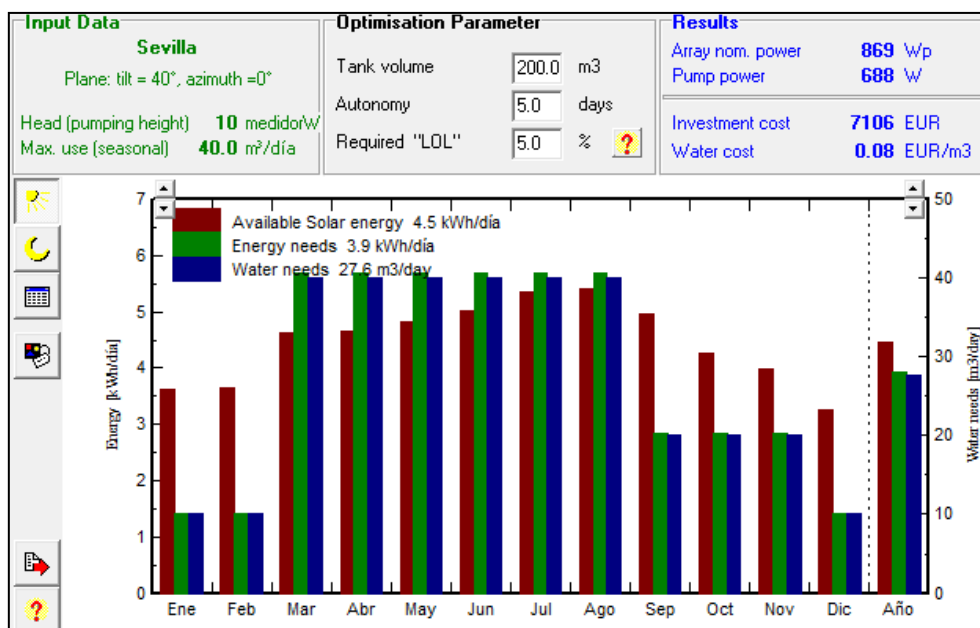


Imagen 3.2.22

La segunda gráfica representa el porcentaje de llenado del tanque en cada mes y los meses en los que puede haber una falta de abastecimiento. Vemos que la posible falta de abastecimiento media anual es del 5%, ya que esta es la pérdida de carga admisible, definida por el parámetro LOL (Imagen 3.2.23).

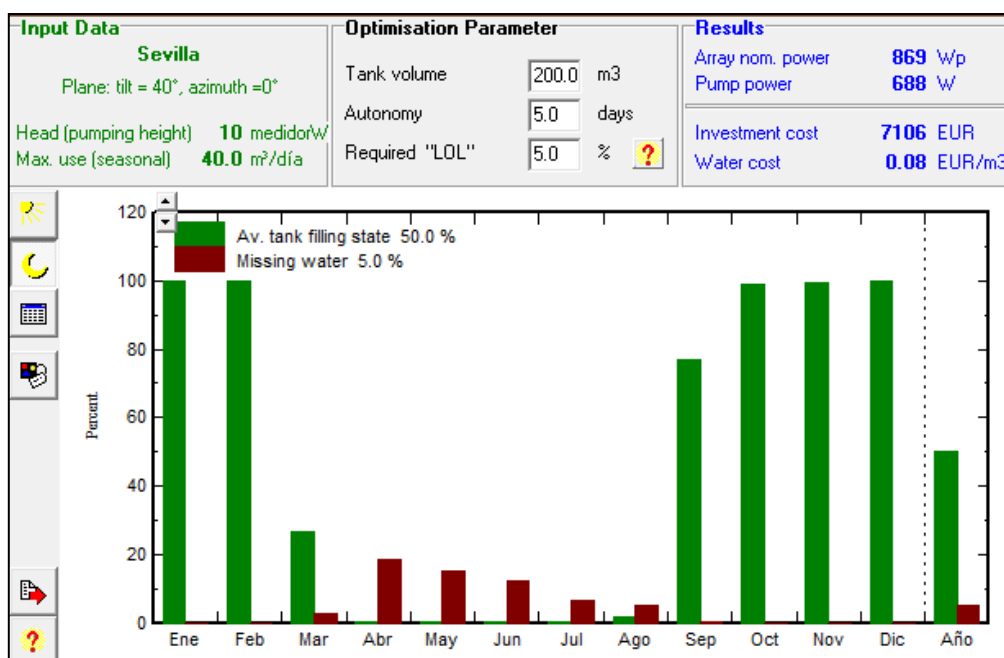


Imagen 3.2.23

La tercera pestaña nos resume los datos de las gráficas anteriores. Incluye los siguientes datos: Energía solar incidente, energía fotovoltaica

producida, necesidades energéticas, exceso de producción, caudal bombeado, falta de suministro de agua, porcentaje de pérdidas y litros de combustible necesarios para suministrar la energía complementaria a la bomba en los meses de pérdidas (Imagen 3.2.24).

Input Data		Optimisation Parameter				Results			
Sevilla						Array nom. power 869 Wp			
Plane: tilt = 40°, azimuth =0°		Tank volume 200.0 m3				Pump power 688 W			
Head (pumping height) 10 medidor/w		Autonomy 5.0 days				Investment cost 7106 EUR			
Max. use (seasonal) 40.0 m³/día		Required "LOL" 5.0 % ?				Water cost 0.08 EUR/m3			
     		Incid.	PV avail.	PV needs	PV Excess	Pumped W.	Missing W.	Missing	Fuel
		kWh/m².día	kWh/día	kWh/día	kWh/día	m³/día	m³/día	%	liter
	Ene.	4.6	3.6	1.4	2.2	10.0	0.0	0.0	0.0
	Feb.	4.7	3.6	1.4	2.2	10.0	0.0	0.0	0.0
	Mar.	5.9	4.6	5.7	0.0	32.5	1.1	2.7	3.2
	Abr.	6.0	4.7	5.7	0.0	32.7	7.5	18.7	21.3
	May.	6.2	4.8	5.7	0.0	33.8	6.0	15.0	17.7
	Jun.	6.4	5.0	5.7	0.0	35.2	4.8	12.1	13.8
	Jul.	6.8	5.3	5.7	0.0	37.5	2.5	6.3	7.4
	Ago.	6.9	5.4	5.7	0.0	38.0	2.0	4.9	5.8
	Sep.	6.4	5.0	2.8	1.2	26.6	0.0	0.2	0.1
	Oct.	5.5	4.3	2.8	1.4	20.0	0.0	0.0	0.0
	Nov.	5.1	4.0	2.8	1.1	20.0	0.0	0.0	0.0
	Dic.	4.2	3.2	1.4	1.8	10.0	0.0	0.0	0.0
	Año	5.7	4.5	3.9	0.8	25.6	2.0	5.0	47.9

Imagen 3.2.24

Por último se nos muestra el resumen de los cálculos económicos. Para el bombeo, los cálculos son análogos a los de los otros tipos de instalación, con la salvedad de que en este caso en lugar de determinar el coste de generación del kWh se calcula el coste de bombeo del m^3 de agua. Hemos determinado en este caso para las condiciones del préstamo las mismas que en los ejemplos anteriores (Imagen 3.2.25).

Input Data	Optimisation Parameter	Results																											
Sevilla Plane: tilt = 40°, azimuth = 0° Head (pumping height) 10 medidor/W Max. use (seasonal) 40.0 m³/día	Tank volume 200.0 m3 Autonomy 5.0 days Required "LOL" 5.0 % ?	Array nom. power 869 Wp Pump power 688 W Investment cost 7106 EUR Water cost 0.08 EUR/m3																											
Economic gross evaluation <table> <tr> <td>Module cost</td> <td>515</td> <td>EUR</td> </tr> <tr> <td>Pump and accessories</td> <td>1031</td> <td>EUR</td> </tr> <tr> <td>Regulator cost</td> <td>347</td> <td>EUR</td> </tr> <tr> <td>Transport/Fitting</td> <td>5212</td> <td>EUR</td> </tr> <tr> <td>Total investment</td> <td>7106</td> <td>EUR</td> </tr> <tr> <td>Annuities</td> <td>570</td> <td>EUR/yr</td> </tr> <tr> <td>Maintenance costs</td> <td>206</td> <td>EUR/yr</td> </tr> <tr> <td>Total Yearly cost</td> <td>776</td> <td>EUR/yr</td> </tr> <tr> <td>Water cost</td> <td>0.08</td> <td>EUR/m3</td> </tr> </table> These values should only be considered as an order of magnitude. More precise evaluations will be available with detailed simulation.			Module cost	515	EUR	Pump and accessories	1031	EUR	Regulator cost	347	EUR	Transport/Fitting	5212	EUR	Total investment	7106	EUR	Annuities	570	EUR/yr	Maintenance costs	206	EUR/yr	Total Yearly cost	776	EUR/yr	Water cost	0.08	EUR/m3
Module cost	515	EUR																											
Pump and accessories	1031	EUR																											
Regulator cost	347	EUR																											
Transport/Fitting	5212	EUR																											
Total investment	7106	EUR																											
Annuities	570	EUR/yr																											
Maintenance costs	206	EUR/yr																											
Total Yearly cost	776	EUR/yr																											
Water cost	0.08	EUR/m3																											
Currency Europa - EURO EUR Rates																													
Loan Duration 20 years Rate 5.0 % Ann. factor : 0.080 Edit costs ?																													

Imagen 3.2.25

Los cálculos que realiza PVsyst para obtener estos datos económicos son los siguientes (ecuación 14):

$$\text{Water cost} \left[\frac{\text{€}}{\text{m}^3} \right] = \frac{\text{Total Yearly cost} [\text{€/año}]}{\text{Pumped water} [\text{m}^3/\text{año}]}$$

(Ecuación 14)

Lo que en español sería (ecuación 15):

$$\text{Coste de bombeo del agua} \left[\frac{\text{€}}{\text{m}^3} \right] = \frac{\text{Coste anual total} [\text{€/año}]}{\text{Agua bombeada} [\text{m}^3/\text{año}]}$$

(Ecuación 15)

En este ejemplo se calcula (ecuación 16):

$$0,08 \frac{\text{€}}{\text{m}^3} \cong \frac{776 \text{ €/año}}{9.344 \text{ m}^3/\text{año}}$$

(Ecuación 16)

El agua bombeada anual se estima a partir de los datos de la tabla anterior, según la fórmula (ecuación 17):

$$\text{Pumped water} \left[\frac{\text{m}^3}{\text{año}} \right] = \text{Pumped water} \left[\frac{\text{m}^3}{\text{día}} \right] * 365 \text{ días}$$

(Ecuación 17)

En nuestro caso obtenemos (ecuación 18):

$$9.344 \frac{\text{m}^3}{\text{año}} = 25,6 \frac{\text{m}^3}{\text{dia}} * 365 \text{ días}$$

(Ecuación 18)

Paso 4: Análisis de resultados

Según los resultados que nos proporciona PVsyst tendremos que instalar un tanque de agua de 200 m³ y una instalación fotovoltaica de 869 Wp lo que supondrá una inversión de 7.106 €. Si financiamos el coste íntegro de la instalación con un préstamo a 20 años con 5% de interés y teniendo en cuenta los costes de mantenimiento tendríamos un coste total de 776 €/año. Teniendo en cuenta el consumo previsto anual, el coste del agua extraída sería 0.08 €/m³.

Con estos datos debemos ser capaces de determinar la viabilidad del proyecto. A nivel técnico, debemos considerar si es posible instalar un tanque del volumen obtenido, así como los paneles fotovoltaicos, que para 869 Wp estimamos una superficie necesaria de alrededor de 10 m². A nivel económico, estudiaremos el coste de generación de la energía con respecto a otras alternativas, y en casos de aplicaciones agrarias, puede incluirse el cálculo del encarecimiento que conlleva este coste a la producción de los cultivos.

3.3 Diseño de Proyecto

Una vez hemos realizado el pre-dimensionado de nuestra instalación y hemos comprobado su viabilidad, podemos emprender el diseño del proyecto. En él se realizará un estudio más profundo de todos los parámetros y como resultado obtendremos un informe completo y detallado que puede ser utilizado como base para la realización de un proyecto real.

Los resultados de la simulación incluyen el cálculo preciso de la producción del sistema, efectos del sombreado, análisis de pérdidas y evaluación económica realizada con precios reales de los componentes.

Para acceder al diseño de un proyecto lo seleccionamos en la ventana inicial de PVsyst, donde se nos mostrarán los cuatro tipos de instalaciones disponibles (Imagen 3.4.1).



Imagen 3.4.1

A continuación se incluyen tres ejercicios resueltos paso a paso, tratando cada tipo de instalación.

3.3.1 Ejercicio 4: Diseño de proyecto fotovoltaico conectado a red

Enunciado ejercicio 4: Diseñar un generador FV situado en Jaén, con dos sub-campos:

- Sub-campo 1: Montado sobre marquesina de aparcamiento. Superficie disponible 1500 m², inclinación 10 °, acimut 0°, nº inversores 1, potencia 10 kWp,
- Sub-campo 2: Montado sobre cubierta de edificio. Superficie disponible 200 m², inclinación 45°, acimut 30 ° Este, nº inversores 1.

Resolución ejercicio 4:

Paso 1: Dimensionado

Para la realización de este ejercicio debemos seleccionar en la pantalla de inicio de PVsyst la opción “Diseño” y “Conectado a Red”. Designamos el nombre que queramos para el proyecto, en “Lugar y Meteo” elegimos la ubicación de la instalación como hemos visto para el pre-dimensionado. Al pulsar en “New variant” elegimos dónde y bajo qué nombre se guardarán los cálculos que realicemos (Imagen 3.4.2).

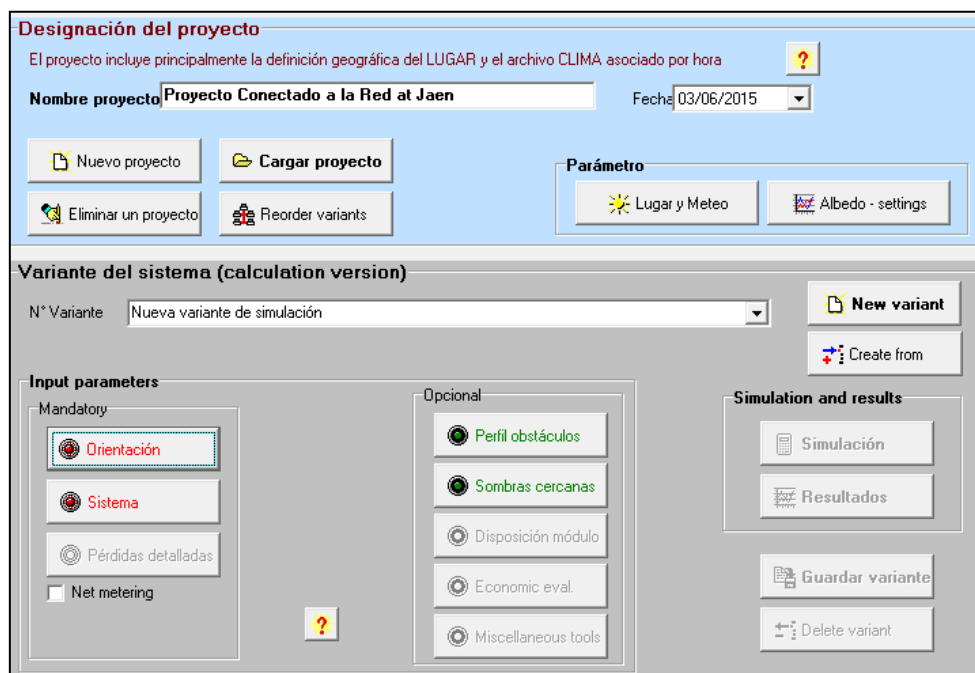


Imagen 3.4.2

Al igual que para el pre-dimensionado debemos comenzar por definir la inclinación y orientación de los paneles. Seleccionamos “Several orientations” ya que nuestra instalación cuenta de dos sub-campos con características diferentes. Esta opción nos permite introducir sus datos por separado y posteriormente nos ofrecerá los resultados de ambos sub-campos y del conjunto formado por ambos. Si quisiéramos simular una instalación con un único campo, seleccionaríamos la opción correspondiente en la pestaña “Tipo de campo” y el resto del proceso sería idéntico (Imagen 3.4.3).

Tipo de campo: Several orientations

Fields parameters

Number of orientations: 2

	Tilt	Azimuth
Orient#1	10.0	0.0
Orient#2	45.0	30.0

Productiv. clima anual

Factor de transposición FT: 1.12

Pérdida con respecto al óptimo: -3.8%

Global en el plano receptor: 2095 kWh/m²

Productiv. irr. anual (selected)

Verano (Abr-Sep)

Invierno (Oct-Mar)

Mostrar Optimización

Imagen 3.4.3

En “Sistema” seleccionamos el Nº de tipos de sub-campos, en este ejemplo seleccionamos 2. Accedemos a la pestaña “Sub-generador #1 y le asignamos la Orientación #1. En “Ayuda de dimensionado” seleccionaremos la potencia nominal deseada de 10 kWp. En lugar de ello, podemos definirlo a partir de la superficie disponible según nos interese en cada proyecto (Imagen 3.4.4).



Imagen 3.4.4

A continuación deberemos establecer las características de los paneles que utilizaremos. En la selección del módulo podemos acceder al amplio catálogo de la base datos de PVsyst para seleccionar sus características. A través de las pestañas desplegables podemos seleccionar su marca, potencia y tecnología. La suma de la potencia de todos los paneles instalados será la potencia total, también hay que tener en cuenta que se ajuste la tensión y la corriente de la instalación a las cargas.

Nos decantamos en este caso por un módulo de silicio policristalino de 110 Wp. Según la selección que hagamos se ajustará el número aproximado de paneles necesarios que nos sugiere, en este ejemplo son 91 (Imagen 3.4.5).

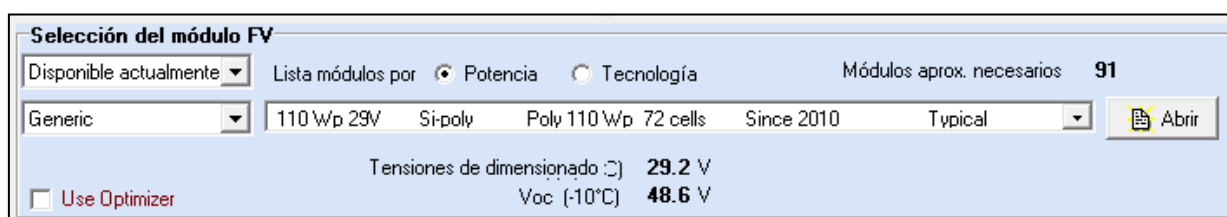


Imagen 3.4.5

La potencia total instalada en este caso sería (ecuaciones 19 y 20):

$$Potencia\ total\ [kWp] = Potencia\ del\ módulo\ [Wp] * n^o\ de\ módulos$$

(Ecuación 19)

$$10\ kWp \cong 110\ Wp * 91\ módulos$$

(Ecuación 20)

La siguiente sección constituye la selección del inversor y sus características. En este proyecto concreto nos especifican que utilicemos sólo un inversor, por tanto, éste deberá tener una potencia igual o superior a la instalada. Para una potencia de 10 kWp escogeremos el inversor de 12 kW,

que es el inmediatamente superior a esta potencia. Se deben tener en cuenta también las tensiones de funcionamiento y la de entrada máxima, ya que afectarán a la disposición de los módulos, que se ajustarán para cumplir estas condiciones (Imagen 3.4.6).

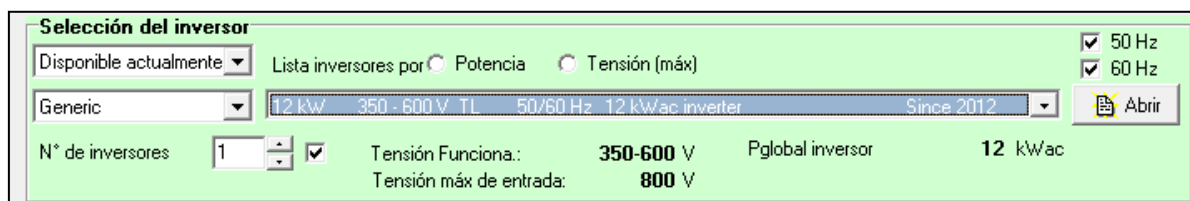


Imagen 3.4.6

En el apartado “Diseño del generador FV” se nos muestra directamente la configuración que el programa estima óptima, en este caso aparecerá 15 módulos en serie en seis 6 ramas en paralelo, para un total de 90 módulos. El número de paneles en serie determina la tensión total del generador fotovoltaico, que se ajustará a los niveles de entrada del inversor. Las ramas en paralelo condicionan la corriente de funcionamiento, a mayor número de ramas mayor será la intensidad total (Imagen 3.4.7).

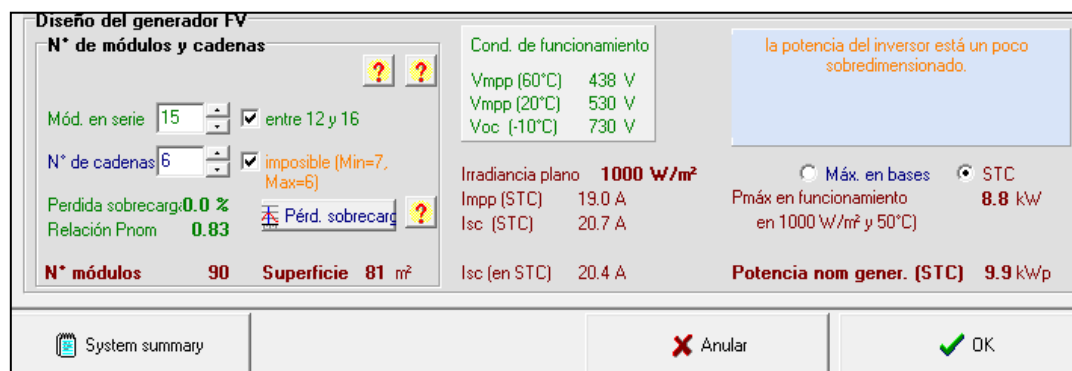


Imagen 3.4.7

El número de módulos en serie garantiza que la tensión de funcionamiento sea adecuada para el inversor seleccionado (ecuación 21):

$$\text{Tensión de funcionamiento [V]} = \text{Tensión del módulo [V]} * \text{módulos serie}$$

(Ecuación 21)

Vemos que se cumple la condición impuesta por el inversor de trabajar entre 350 y 600 V (ecuación 22).

$$435 \text{ V} = 29 \text{ V} * 15$$

(Ecuación 22)

La corriente de funcionamiento se calcula como la suma de las corrientes de las ramas en paralelo. Para lo cual primero averiguamos la corriente de funcionamiento de los módulos (ecuaciones 23 y 24):

$$\frac{\text{Potencia módulo [Wp]}}{\text{Tensión módulo [V]}} = \text{Corriente módulo [A]}$$

(Ecuación 23)

$$\frac{110 \text{ Wp}}{29 \text{ V}} \cong 3,6 \text{ A}$$

(Ecuación 24)

Calculamos la corriente total (ecuaciones 25 y 26):

$$\text{Corriente módulo [A]} * \text{ramas paralelo} = \text{corriente total [A]}$$

(Ecuación 25)

$$3,6 \text{ A} * 6 \cong 21 \text{ A}$$

(Ecuación 26)

Ahora tenemos que definir el segundo sub-campo, para lo cual accedemos a la pestaña Sub-generador #2. En este caso seleccionamos Orientación #2 y en la ayuda de dimensionado introduciremos los 200 m2 de superficie disponible que nos planteaban en el enunciado (Imagen 3.4.8).

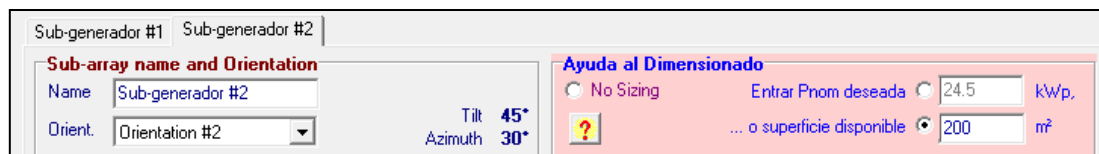


Imagen 3.4.8

Seleccionamos las mismas características de módulo que en el primer sub-campo para simplificar el proyecto y probablemente abaratar costes, ya que normalmente resultará más barato adquirir una mayor cantidad de un mismo tipo de módulo que varios tipos en menor cantidad cada uno (Imagen 3.4.9).

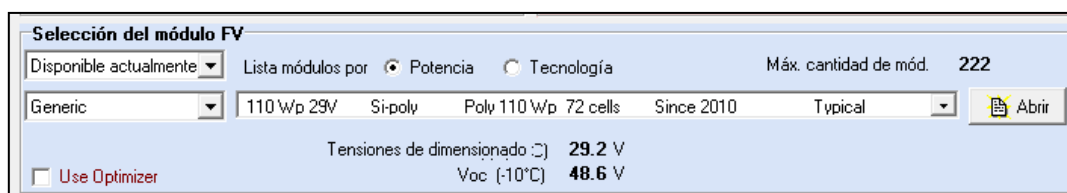


Imagen 3.4.9

Al seleccionar el tipo de inversor vemos que la potencia mínima a seleccionar será 30 kW, ya que para potencias inferiores necesitaríamos al menos dos inversores, en contra de las condiciones que se nos imponen para el proyecto, y aumentando costes (Imagen 3.4.10).

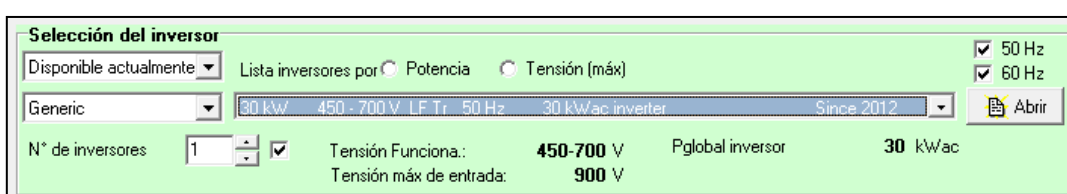


Imagen 3.4.10

Con estos datos el programa nos sugiere la instalación de 221 módulos en 17 ramas en serie y 13 en paralelo, con los que obtendríamos una potencia nominal de 24,3 kWp (Imagen 3.4.11).



Imagen 3.4.11

Paso 2: Simulación

Con estos datos podemos acceder a los resultados pulsando en "Simulación". El proceso de simulación no es inmediato, pero no debería tardar más de unos minutos (Imagen 3.4.12).

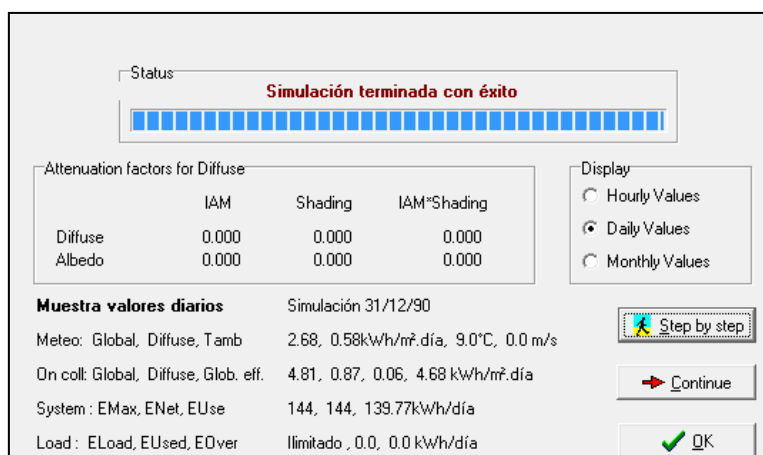


Imagen 3.4.12

La ventana de resultados nos aporta un resumen de los principales datos obtenidos de los cálculos. Pulsando en “Informe” Podemos acceder a un archivo con los resultados principales y algunas gráficas características. Además de eso, podemos obtener las tablas o gráficos de las variables que seleccionemos según la información que nos interese en cada caso. Los resultados para ambos sub-campos se nos muestran por separado, podemos seleccionar cada uno en las pestañas superiores (Imagen 3.4.13).

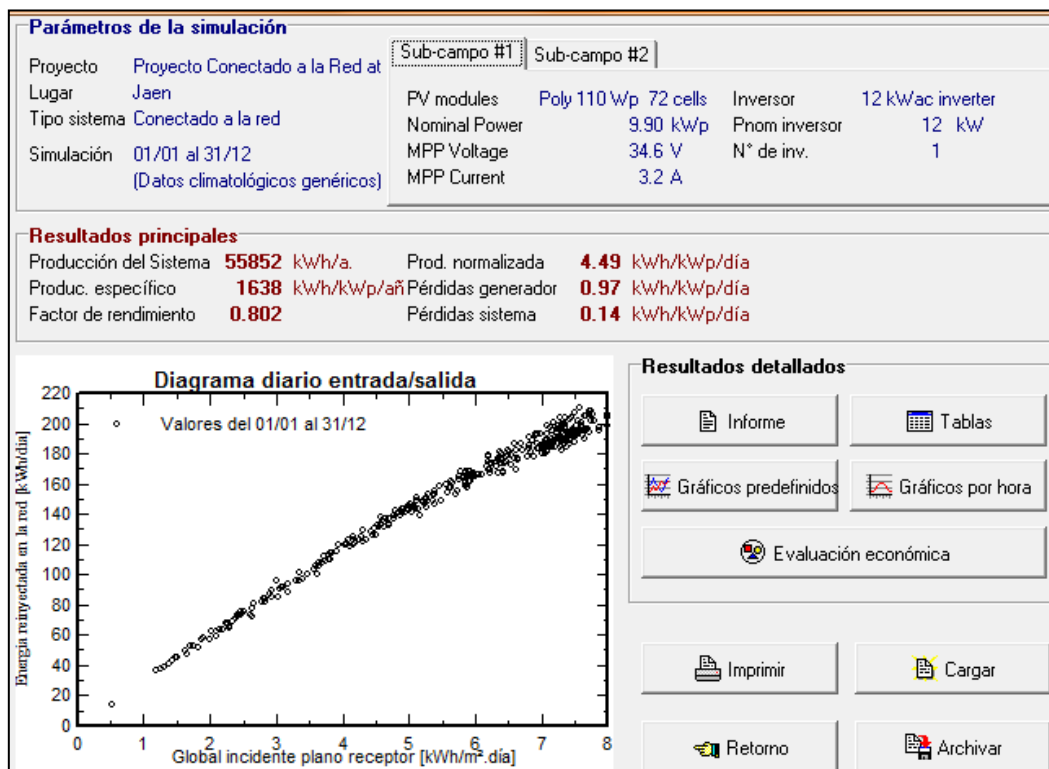


Imagen 3.4.13

Los resultados para el sub-campo #2 son los siguientes (Imagen.3.4.14):

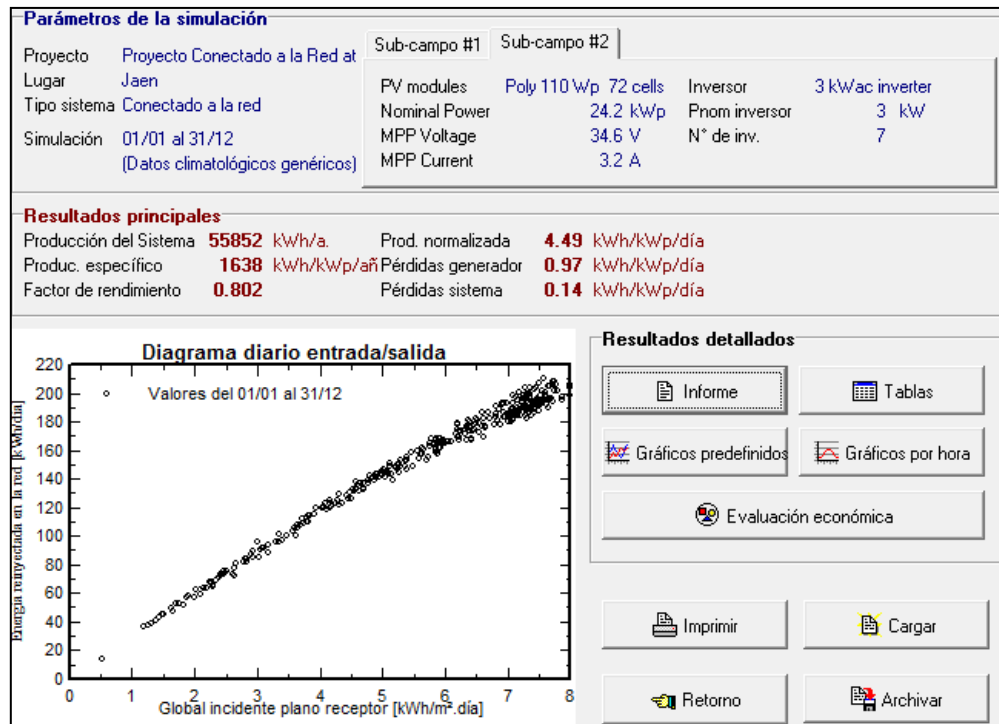


Imagen 3.4.14

En diagrama diario de entrada/salida vemos que de media la producción diaria está en torno a 150 Wh. Con este dato se calcula la producción anual (ecuación 27):

$$Producción\ anual \left[\frac{kWh}{año} \right] = Producción\ media\ diaria \left[\frac{Wh}{día} \right] * 365 [días]$$

(Ecuación 27)

Lo que en este ejemplo concreto sería (ecuación 28):

$$55852 \frac{kWh}{año} \cong 150 Wh * 365 días$$

(Ecuación 28)

La producción específica surge de dividir la producción anual entre la potencia instalada en ambos subcampos (ecuación 29):

$$Producción\ específica \left[\frac{kWh}{kWp \cdot año} \right] = \frac{Producción\ anual [kWh/año]}{Potencia\ instalada [kWp]}$$

(Ecuación 29)

Para este ejemplo queda (ecuación 30):

$$1638 \frac{kWh/kWp}{año} \cong \frac{55852 [kWh/año]}{(9,9 + 24,2) [kWp]}$$

(Ecuación 30)

Paso 3: Análisis de resultados

A diferencia del pre-dimensionado, donde los datos que se nos proporcionaban como resultado eran escuetos y concisos, al realizar el diseño de un proyecto se nos proporciona gran cantidad de información. Esto es una gran ventaja ya que en cada proyecto podemos necesitar una cierta información específica, pero también implica que debemos ser capaces de discernir y seleccionar esta información. A continuación, analizaremos los resultados de simulación que nos proporciona PVsyst para un Diseño Conectado a Red.

Accediendo a la opción “Informe” obtenemos un resumen de las principales características de nuestra instalación y de los resultados de producción energética. En las primeras páginas del informe se nos muestran todas las opciones que hemos seleccionado durante el dimensionado y especificaciones de los componentes. Además, aparece el número y la potencia de los módulos. Nos aparecerán los resultados de los dos sub-campos por separado y el total de ambos (Imágenes 3.4.15 y 3.4.16).

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación					
Proyecto : Proyecto Conectado a la Red at Jaen					
Lugar geográfico		Jaen		País	España
Ubicación		Latitud	37.8°N	Longitud	3.8°W
Hora definido como		Hora Legal	Huso hor. UT+1	Altitud	458 m
		Albedo	0.20		
Datos climatológicos:		Jaen		Síntesis - PVGIS_SAF 1998-2011	
Parámetros de la simulación					
2 orientations		Tilts/Azimuths	10°/0° and 45°/30°		
Modelos empleados		Transposición	Perez	Difuso	Erbs, Meteonorm
Perfil obstáculos		Sin perfil de obstáculos			
Sombras cercanas		Sin sombreado			
Características generadores FV (2 Tipo de generador definido)					
Módulo FV		Si-poly	Modelo	Poly 110 Wp 72 cells	
			Fabricante	Generic	
Sub-generador "Sub-generador #1"		Orientación	#1	Inclinación/Acimut	10°/0°
Número de módulos FV		En serie	15 módulos	En paralelo	6 cadenas
N° total de módulos FV		N° módulos	90	Pnom unitaria	110 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	9.90 kWp	En cond. funciona.	8.78 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	461 V	I mpp	19 A
Sub-generador "Sub-generador #2"		Orientación	#2	Inclinación/Acimut	45°/30°
Número de módulos FV		En serie	10 módulos	En paralelo	22 cadenas
N° total de módulos FV		N° módulos	220	Pnom unitaria	110 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	24.20 kWp	En cond. funciona.	21.46 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	307 V	I mpp	70 A
Total		Potencia global generadores	Nominal (STC)	34 kWp	Total
		Superficie módulos		279 m²	Superf. célula
					310 módulos
					246 m²

Imagen 3.4.15

Sub-generador "Sub-generador #1" : Inversor		Modelo		12 kWac inverter	
		Fabricante		Generic	
Características	Tensión Funciona.	350-600 V	Pnom unitaria	12.0 kWac	
			Potencia máx. (>=25°C)	14.0 kWac	
Banco de inversores	N° de inversores	1 unidades	Potencia total	12.0 kWac	
Sub-generador "Sub-generador #2" : Inversor		Modelo		3 kWac inverter	
		Fabricante		Generic	
Características	Tensión Funciona.	125-440 V	Pnom unitaria	3.00 kWac	
Banco de inversores	N° de inversores	7 unidades	Potencia total	21 kWac	
Total	N° de inversores	8	Potencia total	33 kWac	
Factores de pérdida Generador FV					
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s	
Pérdida Óhmica en el Cableado	Generador#1	409 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC	
	Generador#2	74 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC	
	Global		Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC	
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas	1.5 %	
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP	
PVSYST V6.38				03/06/15	Página 2/4
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación (continuación)					
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE IAM = 1 - bo (1/cos i - 1) Parám. bo 0.05					
Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)					

Imagen 3.4.16

En el siguiente apartado aparecen una serie de gráficas y tablas a modo de resumen de los resultados. La primera gráfica muestra las producciones

normalizadas por kWh instalado del conjunto de los dos sub-campos, donde apreciamos el porcentaje de pérdidas del generador fotovoltaico y del inversor. En general las pérdidas son mayores en los meses de mayor producción energética, ya que son porcentuales (Imagen 3.4.17).

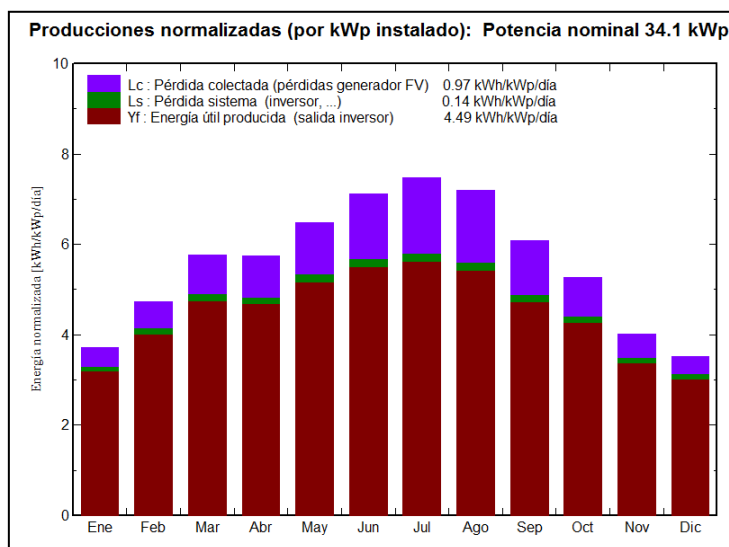


Imagen 3.4.17

En la segunda gráfica se muestra el factor de rendimiento, que se encuentra en torno al 0,8, disminuyendo en los meses verano, debido a que pese a aumentar la irradiación incidente sobre las placas, la producción energética evoluciona proporcionalmente pero no en la misma magnitud. Con lo que, paradójicamente, en los meses de mayor producción obtenemos el menor rendimiento (Imagen 3.4.18).

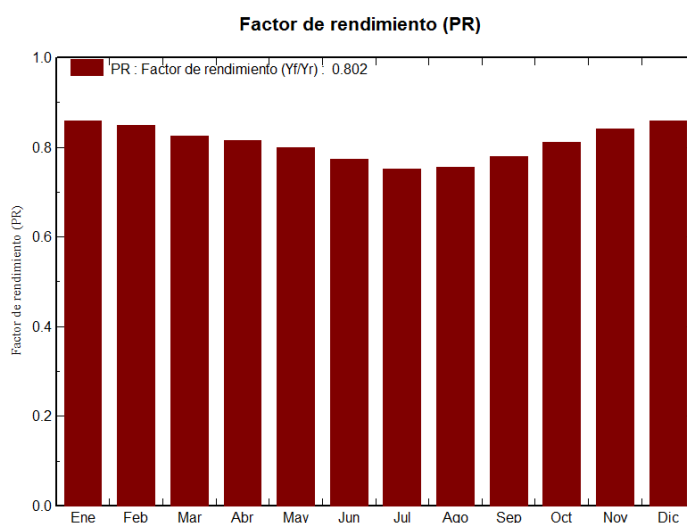


Imagen 3.4.18

La siguiente tabla que incluye el informe presenta los datos mensuales de Irradiación global horizontal, temperatura ambiente, la irradiación global incidente en el plano receptor y la efectiva, así como la energía a la salida del generador, la reinyectada en la red y las eficiencias del campo generador y del sistema (Imagen 3.4.19). Estos datos pueden resultarnos útiles para estudios concretos.

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	75.6	7.40	115.5	112.1	3494	3382	10.88	10.51
Febrero	97.4	8.90	132.5	128.8	3961	3835	10.73	10.40
Marzo	152.2	11.80	178.6	173.8	5189	5029	10.43	10.11
Abril	188.9	14.30	172.3	167.5	4950	4793	10.32	9.99
Mayo	212.0	18.30	200.7	194.7	5646	5469	10.10	9.78
Junio	239.4	23.80	213.8	207.2	5817	5638	9.77	9.47
Julio	253.3	26.90	232.0	225.3	6139	5951	9.50	9.21
Agosto	223.2	26.80	223.0	217.0	5921	5740	9.53	9.24
Septiembre	162.0	22.20	182.4	177.7	5005	4848	9.85	9.54
Octubre	127.1	16.90	163.1	158.5	4654	4510	10.25	9.93
Noviembre	82.5	11.00	120.4	117.0	3572	3456	10.65	10.30
Diciembre	70.1	8.10	109.2	106.0	3309	3201	10.88	10.52
Año	1863.8	16.41	2043.4	1985.6	57657	55852	10.13	9.81

Imagen 3.4.19

En la última página del informe se muestra el diagrama de pérdidas de la instalación (Imágenes 3.4.20 y 3.4.21). Su análisis permite optimizar el sistema para que éstas sean mínimas. Estas pérdidas vienen desglosadas en distintos apartados, que vienen clasificadas por pérdidas de radiación (por la inclinación y orientación de los paneles principalmente), pérdidas en el generador (temperatura, impedancia de los cables...) y, por último las pérdidas en el sistema de acumulación. En este ejemplo vemos que las mayores pérdidas se producirían por efecto de la temperatura, alcanzando un 10%.

Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas			
Proyecto :		Proyecto Conectado a la Red at Jaen	
Variante de simulación :		Nueva variante de simulación	
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Orientación Campos FV	2 orientations	Inclinación/Acimut = 10°/0° y 45°/30°	
Módulos FV	Modelo	Poly 110 Wp 72 cells	Pnom 110 Wp
Generador FV	N° de módulos	310	Pnom total 34.1 kWp
Inversor	Modelo	12 kWac inverter	Pnom 12.00 kW ac
Inversor	Modelo	3 kWac inverter	Pnom 3000 W ac
Banco de inversores	N° de unidades	8.0	Pnom total 33.0 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

Imagen 3.4.20

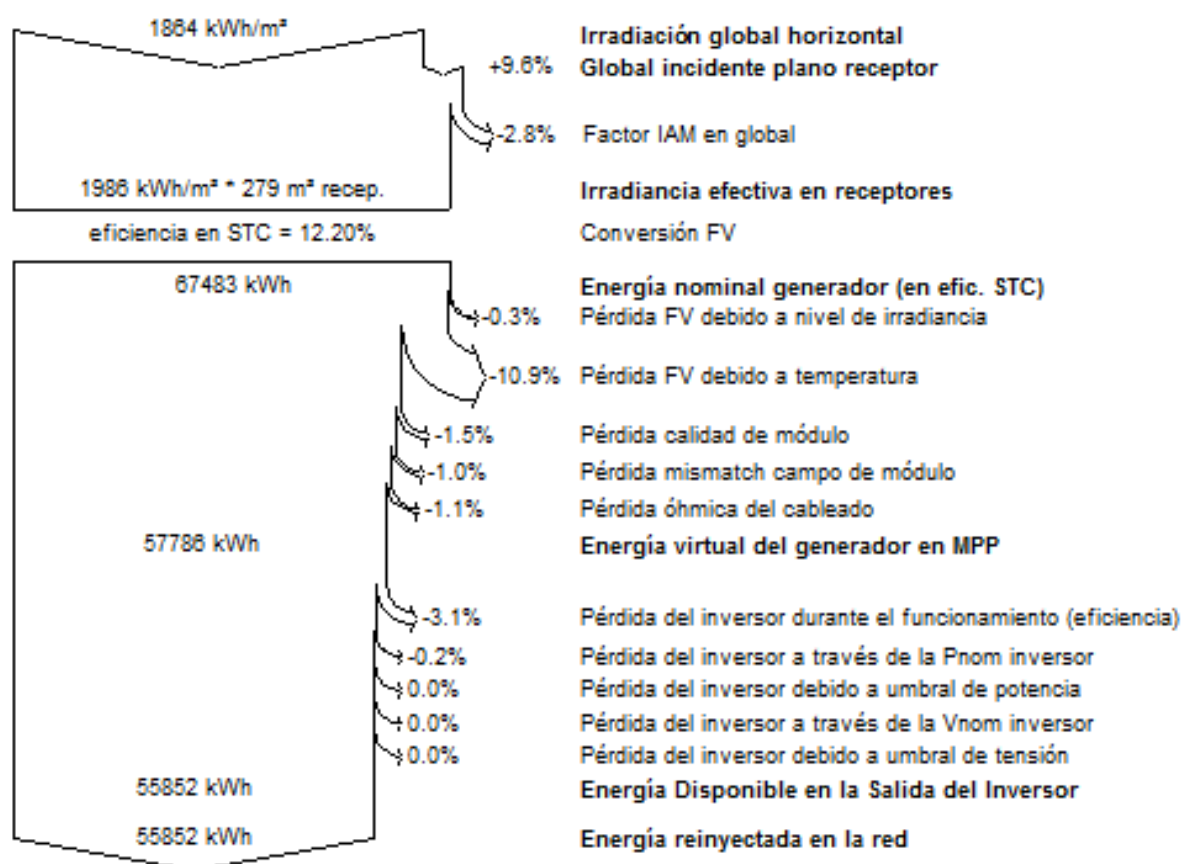


Imagen 3.4.21

Además de este informe, podemos obtener más datos de los resultados en otros formatos. En el apartado de “Resultados detallados” podemos acceder a tablas y gráficos de los que seleccionaremos las variables que nos interesen (Imagen 3.4.22).

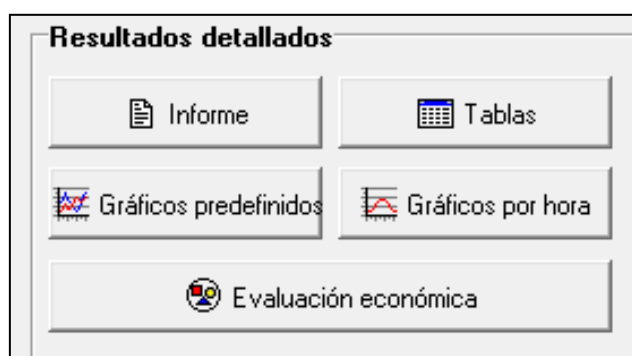


Imagen 3.4.22

Accederemos a “Tablas” y analizaremos algunas de las opciones que nos ofrece PVsyst (Imagen 3.4.23).

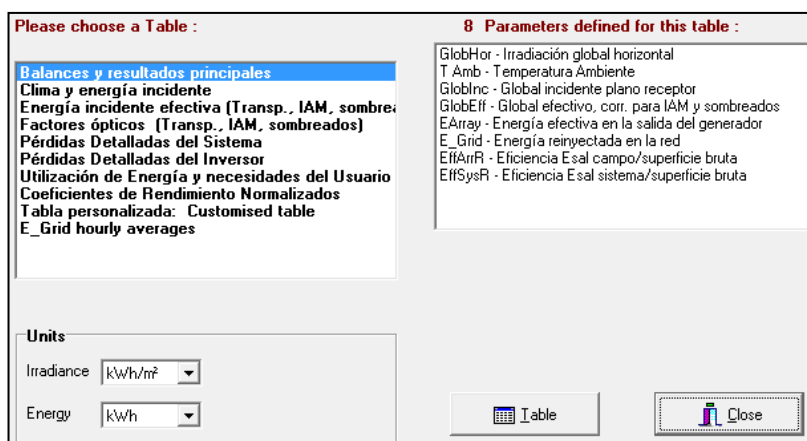


Imagen 3.4.23

Nos puede interesar en algunos casos analizar las condiciones ambientales más detalladamente. La tabla “Clima y energía incidente” nos aporta datos sobre la irradiación horizontal, tanto global como difusa, temperatura ambiente, velocidad del viento irradiaciones en el plano receptor, el albedo y la relación entre la radiación difusa y la global (Imagen 3.4.24).

Clima y energía incidente

	GlobHor	DiffHor	T Amb	WindVel	GlobInc	DifInc	Alb Inc	DifS/GI
	kWh/m²	kWh/m²	°C	m/s	kWh/m²	kWh/m²	kWh/m²	
Enero	75.6	29.50	7.40	0.0	115.5	34.49	1.606	0.000
Febrero	97.4	34.10	8.90	0.0	132.5	39.94	2.064	0.000
Marzo	152.2	59.36	11.80	0.0	178.6	62.36	3.206	0.000
Abril	168.9	60.80	14.30	0.0	172.3	59.95	3.475	0.000
Mayo	212.0	69.97	18.30	0.0	200.7	67.37	4.319	0.000
Junio	239.4	57.46	23.80	0.0	213.8	55.68	4.786	0.000
Julio	253.3	50.65	26.90	0.0	232.0	49.50	5.134	0.000
Agosto	223.2	51.34	26.80	0.0	223.0	52.83	4.560	0.000
Septiembre	162.0	46.98	22.20	0.0	182.4	49.26	3.362	0.000
Octubre	127.1	44.48	16.90	0.0	163.1	49.67	2.698	0.000
Noviembre	82.5	31.35	11.00	0.0	120.4	36.83	1.751	0.000
Diciembre	70.1	28.02	8.10	0.0	109.2	33.51	1.487	0.000
Año	1863.8	564.03	16.41	0.0	2043.4	591.39	38.448	0.000

Imagen 3.4.24

Para conocer el origen de la irradiación podemos acceder a la opción “Energía incidente efectiva”. En ella se muestran los datos de Irradiación global horizontal (GlobHor), incidente en el plano receptor (GlobInc), global corregido para tener en cuenta las reflexiones (GlobIAM), global corregido con reflexiones y sombreados (GlobEff) y difuso efectivo corregido con reflexiones sombreados (DifEff) (Imagen 3.4.25).

Energía incidente efectiva (Transp., IAM, sombreados)

	GlobHor kWh/m ²	GlobInc kWh/m ²	GlobIAM kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	DiffEff kWh/m ²
Enero	75.6	115.5	112.1	112.1	33.99
Febrero	97.4	132.5	128.8	128.8	39.40
Marzo	152.2	178.6	173.8	173.8	59.88
Abril	168.9	172.3	167.5	167.5	56.59
Mayo	212.0	200.7	194.7	194.7	63.18
Junio	239.4	213.8	207.2	207.2	52.35
Julio	253.3	232.0	225.3	225.3	46.62
Agosto	223.2	223.0	217.0	217.0	50.49
Septiembre	162.0	182.4	177.7	177.7	47.30
Octubre	127.1	163.1	158.5	158.5	48.37
Noviembre	82.5	120.4	117.0	117.0	36.40
Diciembre	70.1	109.2	106.0	106.0	33.17
Año	1863.8	2043.4	1985.6	1985.6	567.76

Imagen 3.4.25

El resto de tablas disponibles muestran un esquema similar, las variables de cada una están disponibles en la selección y son modificables. En cada caso debemos determinar qué datos son los más relevantes.

En la página principal de resultados también podemos acceder a la opción “Gráficos predefinidos” (Imagen 3.4.26).

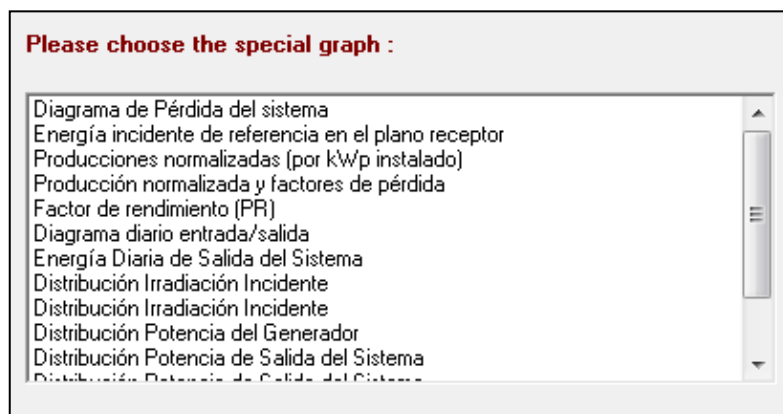


Imagen 3.4.26

El “Diagrama diario entrada/salida” es el que aparece por defecto en la página de resultados, lo hemos utilizado a la hora de determinar la producción. Nos muestra la energía producida por la instalación y la energía incidente del sol. Cada punto representa los datos de un día del año, vemos que la mayor concentración estaría entorno a los 7 kWh/m² de irradiación y 190 kWh de producción (Imagen 3.4.27).

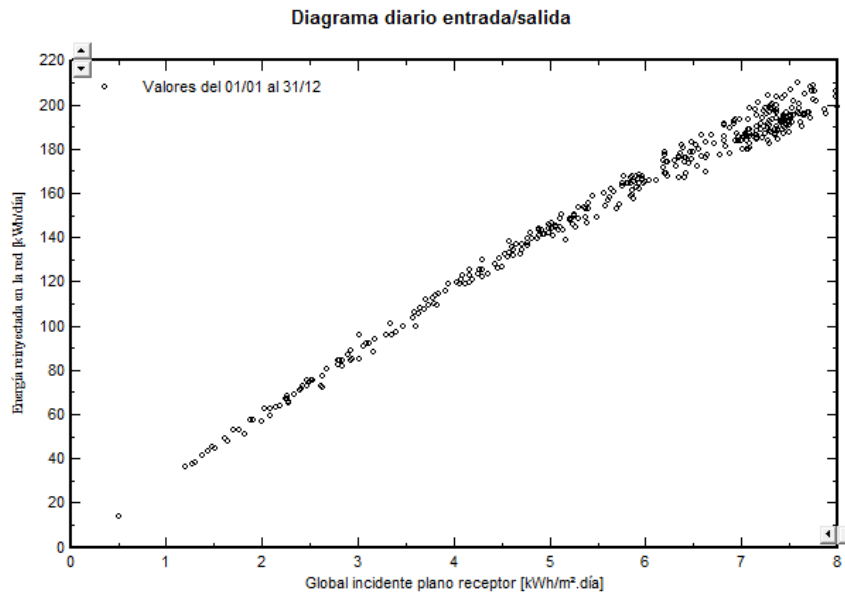


Imagen 3.4.27

En la opción “Gráficos por hora” podemos seleccionar las variables que queramos mostrar en la gráfica y definir la escala de tiempos y unidades utilizadas (Imágenes 3.4.28 y 3.4.29).

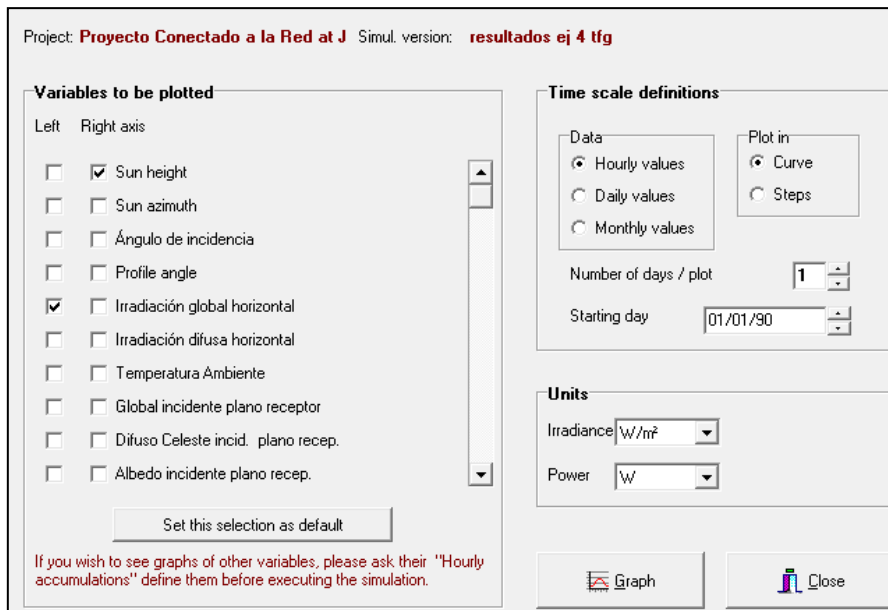


Imagen 3.4.28

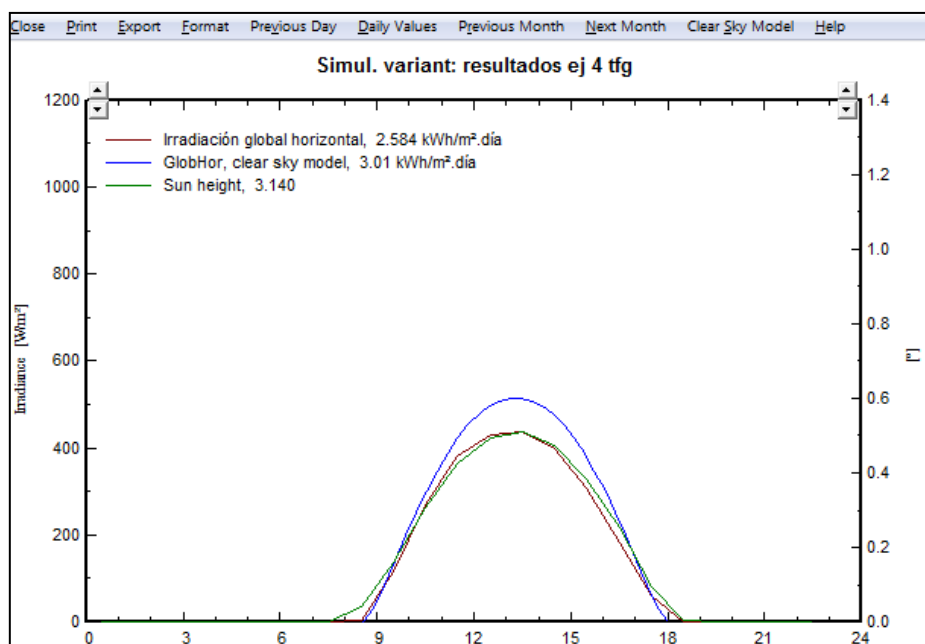


Imagen 3.4.29

Por último, accediendo a “Evaluación económica” podemos establecer el coste real de cada uno de los elementos del sistema para obtener un cálculo económico más fiable. Los cálculos son similares a los descritos en el pre-dimensionado, introduciendo algunos parámetros adicionales como el coste del cableado (Imagen 3.4.30).

Proyecto y Variante de simulación

Proyecto: Proyecto Conectado a la Red at Jaen
 Simulación: resultados ej 4 tfg
 Generador FV, Pnom: 34.1 kWp
 Sistema: Sistema Conectado a la Red
 Sistema con 2 diversos sub-campos definidos

Valores:
☐ Global ☐ Por Wp
☒ Por pieza ☐ Por m²

Inversión

Módulos FV	310 unidades de 110 Wp	0.00	€/ un.	☒
Soportes/Integración		0.00	€/ un.	☐
Inversores	8 unidades	0.00	€/ un.	☒
Ajustes, cableado, ...		0.00	€	
Otros, varios...	Detalles	0.00	€	
Sustitución subestimada		0.00	€	
Inversión bruta, (con impuestos)		0.00	€	

Componentes sub-campos

Sub-campo:

Módulo FV: Poly 110 Wp 72 cells
 90 unidades: 0.00 €/ un. ☐

Inversor: 12 kWac inverter
 1 unidades: 0.00 €/ un. ☐

Préstamo

Duración: 20 Años
 Tasa: 5.0 %
 Factor anual 8.02 %cap/año

Moneda

Europa - EU

Financiamiento

Impuestos: 15.00 % 0.00 €
 Subsidios: - 0.00 €
Inversión neta 0.00 €
 Anualidades: 0.00 €/ a.
 Costo de explotación, manten., seguro: 0.00 €/ a.
Costo total anual 0.00 €/ a.

Costo de energía

Energía producida: 55.9 MWh / año
 Costo anual: 0 €/ año
 Costo de energía: 0 €/ kWh

Imagen 3.4.30

3.3.2 Ejercicio 5: Diseño proyecto Aislado

Enunciado ejercicio 5: Diseñar un sistema fotovoltaico Aislado con PVsyst ubicado en Valencia montado en la cubierta de una vivienda con inclinación 30° y orientación 45° Este. El objetivo es el abastecimiento de energía eléctrica a la vivienda sin apoyo con autonomía para 5 días. Sistema fijo en un plano, con módulos monocristalinos. Batería de 48 V y LOL (Loss-of-Load) del 2% El perfil de obstáculos igual a los ejercicios 1 y 2 de pre-dimensionado.

Los consumos diarios son los siguientes (tabla 4):

Equipos	Potencia	Horas de uso
Iluminación	10 x 11 W	5
TV	75 W	4
Electrodomésticos	2 x 100 W	6
Frigorífico	700 Wh/día	-
Lavadora	2000 Wh/día	-
Otros	200 W	3

TABLA 4

Resolución ejercicio 5:

Paso 1: Dimensionado

Para comenzar el dimensionado accedemos a “Diseño de proyecto”/”Aislado”. Designamos un nombre para el proyecto. En “Lugar y Meteo” definimos la localización como en los ejemplos anteriores, en este caso Valencia (Imagen 3.4.31).

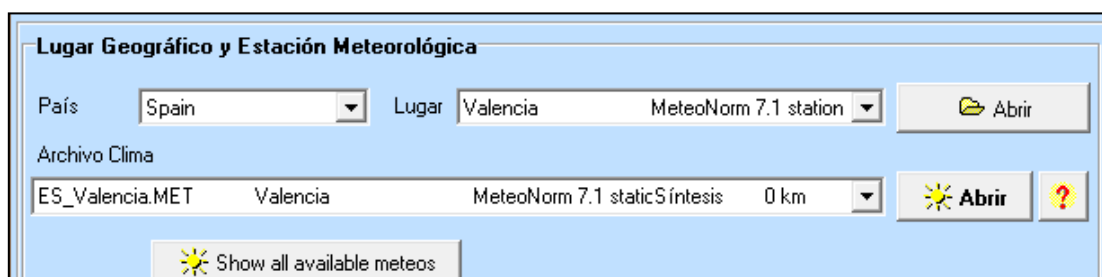


Imagen 3.4.31

Accedemos a “Orientación”. En este punto nos pedirá que guardemos el proyecto, seleccionamos la carpeta donde lo queramos archivar y pulsamos aceptar. Seleccionamos la orientación e inclinación especificadas (Imagen 3.4.32).

Imagen 3.4.32

En “Necesidades del usuario” introducimos los datos de consumo de manera similar a la descrita para el pre-dimensionado (Imagen 3.4.33).

Number	Power	Mean Daily use	Daily energy	
10	Fluorescent lamps	11 W/lamp	5.0 h/day	550 Wh
1	TV / Magnetoscope / PC	75 W/app.	4.0 h/day	300 Wh
2	Domestic appliances	100 W/app.	6.0 h/day	1200 Wh
1	Fridge / Deep-freeze		0.70 kWh/day	700 Wh
1	Dish-washer, Cloth-washer		2.00 kWh/day	2000 Wh
	Other uses	200 W tot	3.0 h/day	600 Wh
	Stand-by consumers	0 W tot	24h/day	0 Wh

Total daily energy 5350 Wh/day
Total monthly energy 160.5 kWh/month

Imagen 3.4.33

En “Sistema” seleccionamos LOL (pérdidas admisibles) del 2% y los días de autonomía, así como el voltaje batería. Nos aparecerá en azul la capacidad del conjunto de baterías sugerida por el programa, así como la potencia fotovoltaica a instalar (Imagen 3.4.34). Conforme variemos los parámetros también cambiarán estos resultados. Tanto la capacidad como la potencia sugeridas aumentarán cuanto menores sean las perdidas admisibles y conforme aumenten los días de autonomía.

Presizing help	
Av. daily needs :	Enter accepted LOL 2 %
5.4 kWh/day	Enter requested autonomy 5 day(s)
Battery (user) voltage	48 V
Suggested capacity	656 Ah
Suggested PV power	2.1 kWp (nom.)

Imagen 3.4.34

Seleccionamos las características de la batería, buscaremos colocar el menor número de baterías posible. Al seleccionar “All manufacturers” en la pestaña de la izquierda nos mostrará todas las baterías disponibles en la pestaña de la derecha. Vemos que el mayor voltaje que podemos seleccionar es 12V por lo que como mínimo necesitaremos conectar 4 baterías en serie para conseguir el voltaje deseado de 48 V.

De entre las baterías de 12V seleccionaremos la de 296 Ah ya que al tener la mayor capacidad nos permite colocar el número mínimo de baterías. El programa ajustará automáticamente el número de baterías en serie y en paralelo para que cumpla los requisitos de la instalación, con la batería seleccionada nos sugiere la colocación de 8 baterías, 4 en serie en dos ramas paralelas (Imagen 3.4.35).

Select battery set	
Sort Batteries by ☒ voltage ☐ capacity ☐ manufacturer	
All Manufacturers	12 V 296 Ah 12-CS-11PS Rolls
4 ☒ Batteries in serie	
2 ☒ Batteries in parallel	
Number of batteries	8
Battery pack voltage	48 V
Global capacity	592 Ah
Stored energy	28.4 kWh

Imagen 3.4.35

Como indicamos anteriormente, el número de baterías en serie determina la tensión total del conjunto (ecuaciones 31 y 32):

$$Tensión\ total\ [V] = Tensión\ batería\ [V] * baterías\ serie$$

(Ecuación 31)

$$48\ V = 12\ V * 4$$

(Ecuación 32)

El número de ramas en paralelo se ajusta para obtener el la capacidad total deseada, siendo esta la suma de las capacidades en paralelo (ecuaciones 33 y 34).

$$Capacidad\ total\ [Ah] = Capacidad\ batería\ [Ah] * baterías\ paralelo$$

(Ecuación 33)

$$592\ Ah = 296\ Ah * 2$$

(Ecuación 34)

La energía que se puede almacenar en el conjunto de baterías viene determinada por su tensión y capacidad totales, según la ecuación (ecuaciones 35 y 36):

$$Energía\ almacenada\ [kWh] = Tensión\ total\ [V] * Capacidad\ total\ [Ah]$$

(Ecuación 35)

$$28,4\ kWh = 48\ V * 592\ Ah$$

(Ecuación 36)

Pasamos ahora a establecer las características de los módulos y su disposición. Seleccionamos de nuevo “All manufacturers” en el menú desplegable de la izquierda para acceder a todo el abanico de módulos. De nuevo nuestro criterio será colocar el menor número posible de paneles, sin sobredimensionar innecesariamente ninguno de los parámetros.

Elegiremos un módulo cuya tensión sea la mínima necesaria, ya que este parámetro afecta a su coste y cuya potencia sea la mayor posible, para minimizar su número. Tras estudiar las opciones de las que disponemos, seleccionamos un módulo de 420 Wp y 42V (Si-mono TS-S420 TOPSUN), ya que es el de mayor potencia que podemos obtener sin sobredimensionar la

tensión de la instalación, además cumpliendo la condición del enunciado de utilizar módulos monocristalinos. Con sólo 5 de estos módulos colocados en paralelo conseguimos los 2,1 kWp que precisa nuestra instalación (Imagen 3.4.36).

Select module(s)

Sort modules by: ☒ power ☐ technology ☐ manufacturer Disponibles actual

TOPSUN 420 Wp 42V Si-mono TS-S420 Since 2014 Open

1 ☒ Modules in serie Please define the regulator ("Next" button)

5 ☒ Modules in parallel

5 Modules

Array voltage at 50°C **44.0 V**

Array current **42.3 A**

Array nom. power (STC) **2.1 kWp**

Imagen 3.4.36

Para continuar con el diseño de la instalación debemos seleccionar las características del regulador. En el recuadro verde seleccionamos la opción “Default regulator” para que el software seleccione el más adecuado (Imagen 3.4.37). En general, los parámetros determinantes a la hora de seleccionar un regulador son la tensión de entrada, que se debe ajustar a la de salida de los módulos, y la tensión de salida, que se ajustará a la del conjunto de baterías.

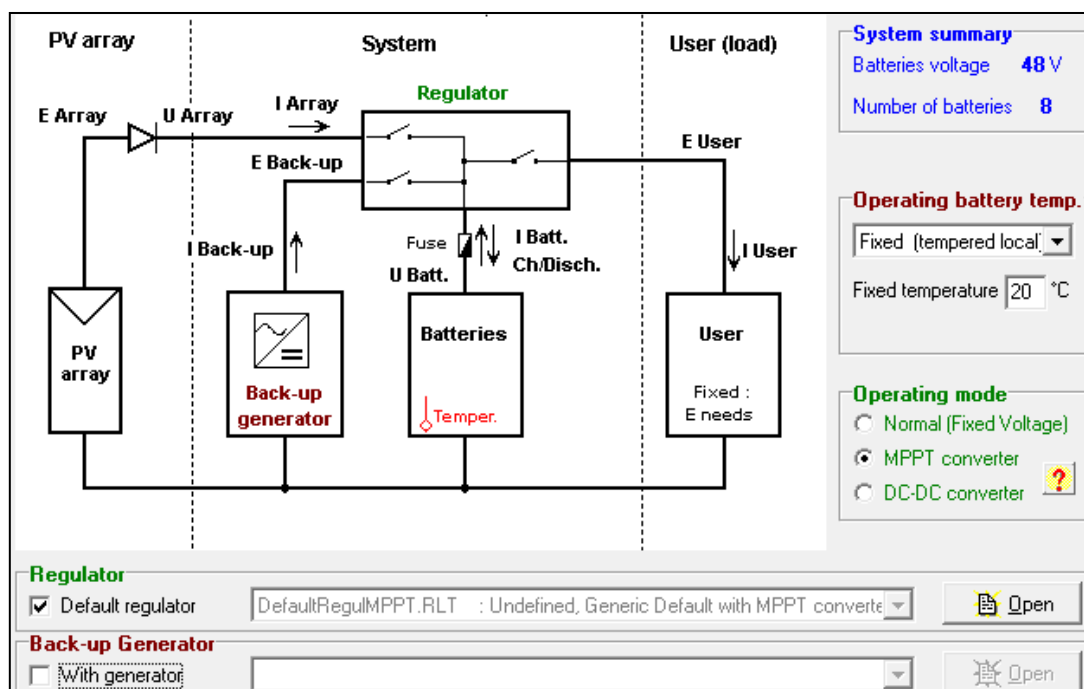


Imagen 3.4.37

Accederemos ahora en la casilla “Opcional” a “Perfil de obstáculos” donde introduciremos los datos de manera idéntica a como se indicó para el diseño de proyecto conectado a red (Imagen 3.4.38).

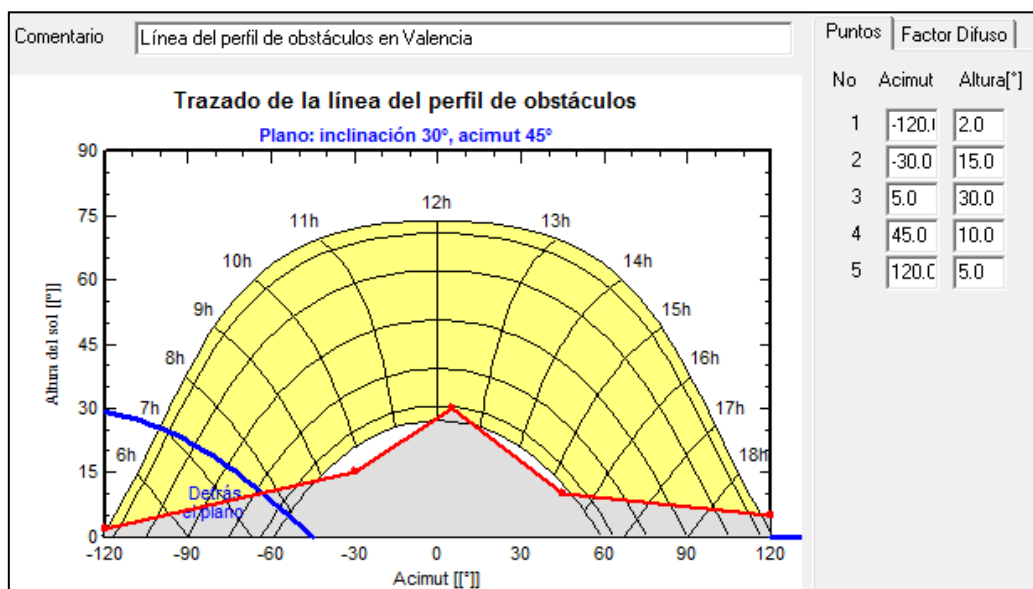


Imagen 3.4.38

Ya hemos introducido todos los datos necesarios, para obtener los resultados accedemos a “Simulación” (Imagen 3.4.39).

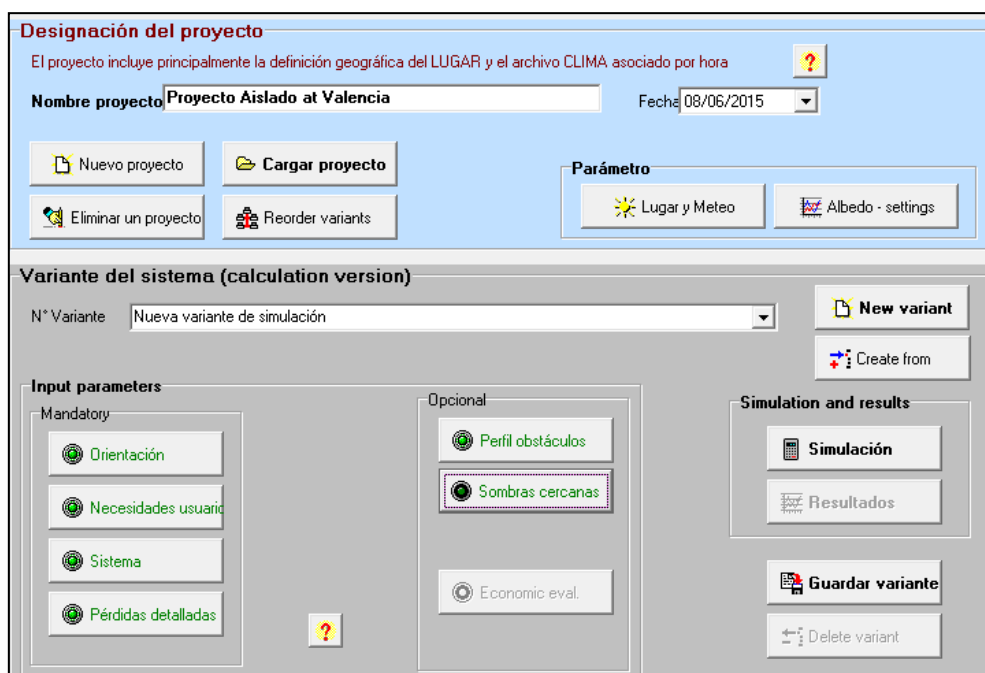


Imagen 3.4.39

Paso 2: Simulación y análisis de resultados

Aparecerá una nueva ventana muy similar a la obtenida al simular la instalación conectada a red del ejercicio anterior, con las mismas opciones ya descritas (Imagen 3.4.40).

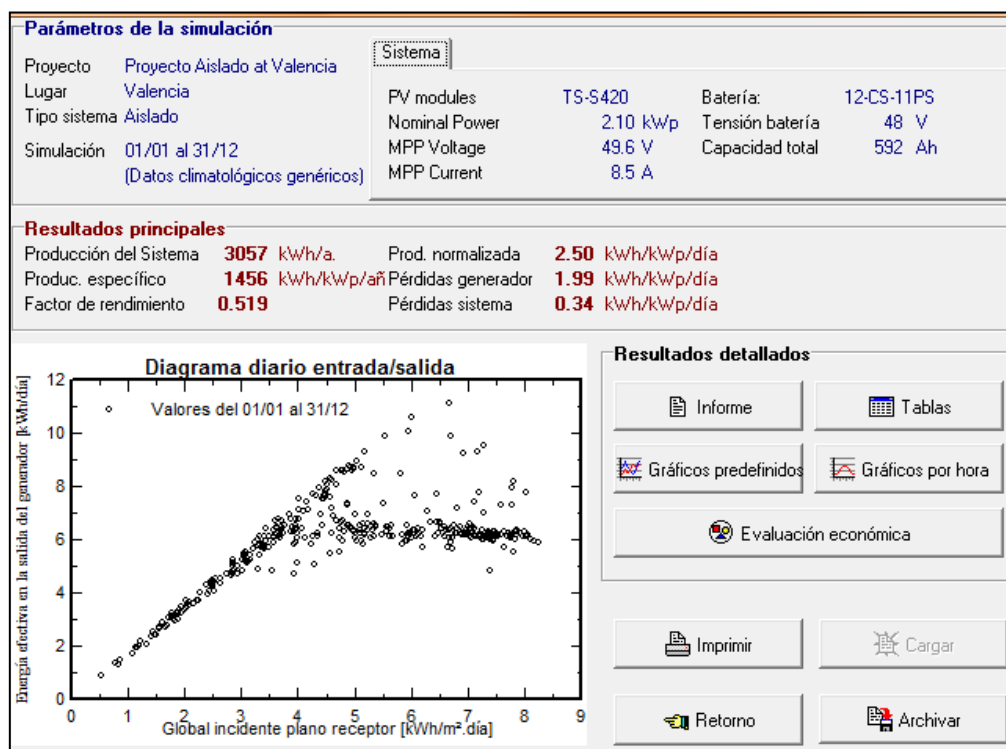


Imagen 3.4.40

Las primeras páginas del informe que nos ofrece a modo de resumen de los resultados contienen la misma información que el que se nos muestra para una instalación conectada a red, ya comentada. Únicamente cambian algunos apartados, como la inclusión de la batería (Imágenes 3.4.41 y 3.4.42).

PVSYST V6.38			21/06/15	Página 1/5
Sistema Aislado: Parámetros de la simulación				
Proyecto : Proyecto Aislado at Valencia				
Lugar geográfico	Valencia		País	España
Ubicación	Latitud	39.5°N	Longitud	0.5°W
Hora definido como	Hora Legal	Huso hor. UT+1	Altitud	41 m
	Albedo	0.20		
Datos climatológicos:	Valencia	Síntesis - MeteoNorm 7.1 station		
Variante de simulación : tfg diseño aislada				
	Fecha de simulación	08/06/15 15h18		
Parámetros de la simulación				
Orientación Plano Receptor	Inclinación	30°	Acimut	45°
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Erbs, Meteonorm
Perfil obstáculos	Elevación Media	12.1°		
Características generador FV				
Módulo FV	Si-mono	Modelo	TS-S420	
		Fabricante	TOPSUN	
Superficie total	Superficie módulos	12.8 m²	Superf. célula	11.5 m²
Factores de pérdida Generador FV				
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	18 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas	-0.8 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05
Parámetro del Sistema				
	Tipo de sistema	Sistema Aislado		
Batería	Modelo	12-CS-11PS		
	Fabricante	Rolls		
Características del banco de baterías	Tensión	48 V	Capacidad Nominal	592 Ah
	N° de unidades	4 en serie x 2 en paralelo		
	Temperatura	Fijo (20°C)		
Regulador	Modelo	Generic Default with MPPT converter		
	Tecnología	MPPT converter	Coef. temp.	-5.0 mV/°C/elem.
Convertidor	Eficiencias Máx. y EURO	97.0/95.0 %		
Umbral de Regulación Baterías	Carga	54.0/52.3 V	Descarga	47.0/50.4 V
	Comando de Generador Auxiliar	47.3/51.6 V		
Necesidades de los usuarios				
	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año		
	media	5.3 kWh/Día		

Imagen3.4.41

PVSYST V6.38		21/06/15		Página 2/5																																											
Sistema Aislado: Definición del horizonte																																															
Proyecto : Proyecto Aislado at Valencia																																															
Variante de simulación : tfg diseño aislada																																															
<table><tr><td colspan="2">Parámetros principales del sistema</td><td>Tipo de sistema</td><td colspan="3">Aislado</td></tr><tr><td colspan="2">Perfil obstáculos</td><td>Elevación Media</td><td colspan="3">12.1°</td></tr><tr><td colspan="2">Orientación Campos FV</td><td>inclinación</td><td>30°</td><td>acimut</td><td>45°</td></tr><tr><td colspan="2">Generador FV</td><td>N° de módulos</td><td>5</td><td>Pnom total</td><td>2100 Wp</td></tr><tr><td colspan="2">Batería</td><td>Modelo</td><td>12-CS-11PS</td><td>Tecnología</td><td>errada, placas</td></tr><tr><td colspan="2">banco de baterías</td><td>N° de unidades</td><td>8</td><td>Tensión/Capacidad</td><td>48 V / 592 Ah</td></tr><tr><td colspan="2">Necesidades de los usuarios</td><td>Cons. domésticos diarios</td><td>Constante durante el año global</td><td colspan="2">1953 kWh/año</td></tr></table>						Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema	Aislado			Perfil obstáculos		Elevación Media	12.1°			Orientación Campos FV		inclinación	30°	acimut	45°	Generador FV		N° de módulos	5	Pnom total	2100 Wp	Batería		Modelo	12-CS-11PS	Tecnología	errada, placas	banco de baterías		N° de unidades	8	Tensión/Capacidad	48 V / 592 Ah	Necesidades de los usuarios		Cons. domésticos diarios	Constante durante el año global	1953 kWh/año	
Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema	Aislado																																												
Perfil obstáculos		Elevación Media	12.1°																																												
Orientación Campos FV		inclinación	30°	acimut	45°																																										
Generador FV		N° de módulos	5	Pnom total	2100 Wp																																										
Batería		Modelo	12-CS-11PS	Tecnología	errada, placas																																										
banco de baterías		N° de unidades	8	Tensión/Capacidad	48 V / 592 Ah																																										
Necesidades de los usuarios		Cons. domésticos diarios	Constante durante el año global	1953 kWh/año																																											
<table><tr><td colspan="2">Perfil obstáculos</td><td>Elevación Media</td><td>12.1°</td><td>Factor Difuso</td><td>0.89</td></tr><tr><td colspan="2"></td><td>Factor Albedo</td><td>100 %</td><td>Fracción Albedo</td><td>0.35</td></tr></table>						Perfil obstáculos		Elevación Media	12.1°	Factor Difuso	0.89			Factor Albedo	100 %	Fracción Albedo	0.35																														
Perfil obstáculos		Elevación Media	12.1°	Factor Difuso	0.89																																										
		Factor Albedo	100 %	Fracción Albedo	0.35																																										
<table><tr><td>Altura [°]</td><td>2.0</td><td>15.0</td><td>30.0</td><td>10.0</td><td>5.0</td></tr><tr><td>Acimut [°]</td><td>-120</td><td>-30</td><td>5</td><td>45</td><td>120</td></tr></table>						Altura [°]	2.0	15.0	30.0	10.0	5.0	Acimut [°]	-120	-30	5	45	120																														
Altura [°]	2.0	15.0	30.0	10.0	5.0																																										
Acimut [°]	-120	-30	5	45	120																																										

Imagen 3.4.42

A continuación, aparecen los principales resultados de la simulación. Viendo los datos de potencia podemos conocer la energía disponible y la energía utilizada, así como la energía excedente y posible falta de suministro. Además, las gráficas que incluye nos permiten visualizar la producción y el consumo mensualmente, y el factor de rendimiento de la instalación (Imagen 3.4.43). Estas gráficas han sido comentadas en este documento en el apartado 3.2.2, de pre-dimensionado aislado.

El diagrama de pérdidas de la instalación nos presenta de manera desglosada la influencia de las diferentes pérdidas en cada elemento de la instalación sobre su rendimiento global (Imagen 3.4.44). Vemos en este caso que las principales “pérdidas”, alrededor del 30%, se deben a no utilizar la energía disponible por no necesitarla y estar la batería completamente cargada.

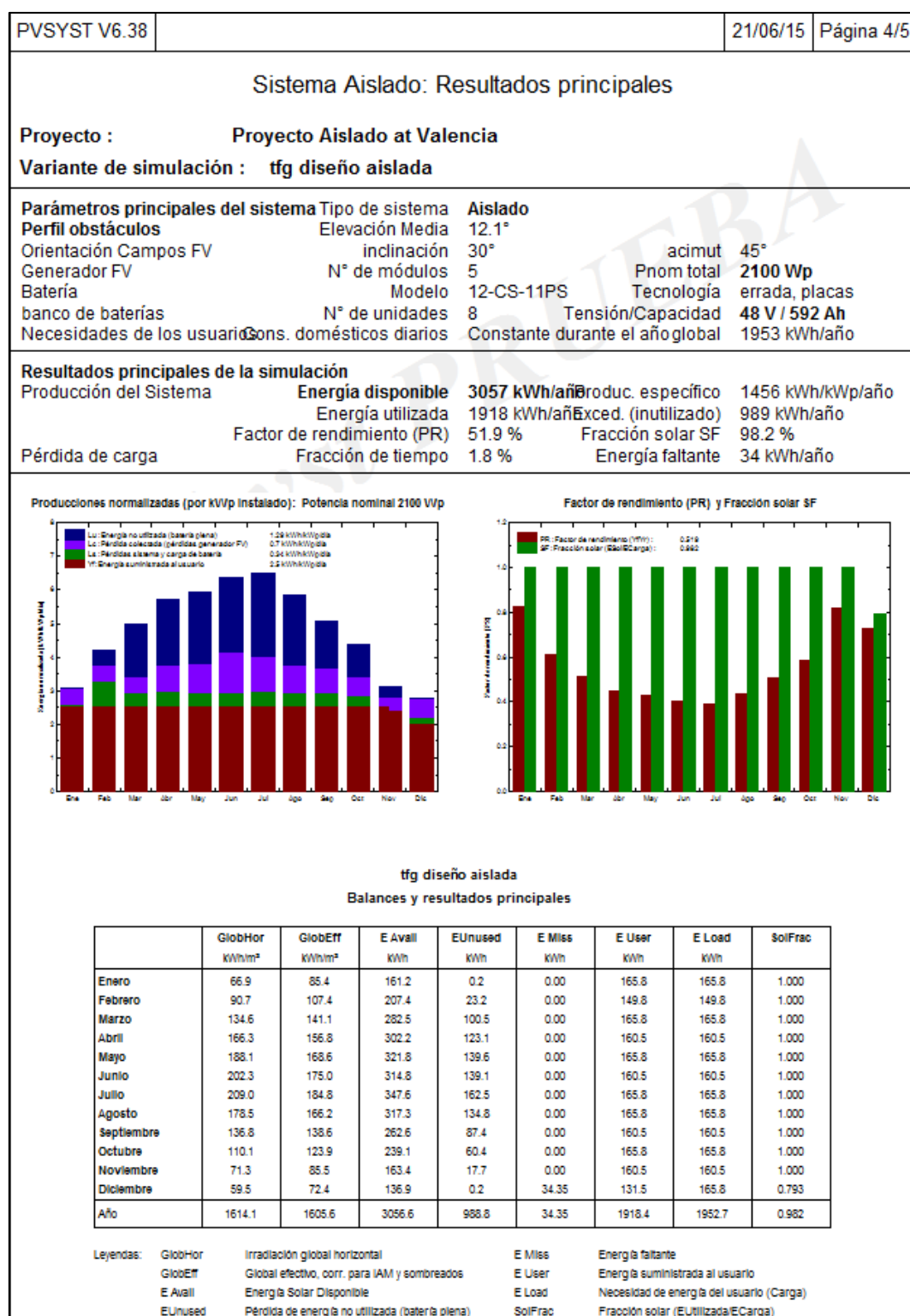


Imagen 3.4.43

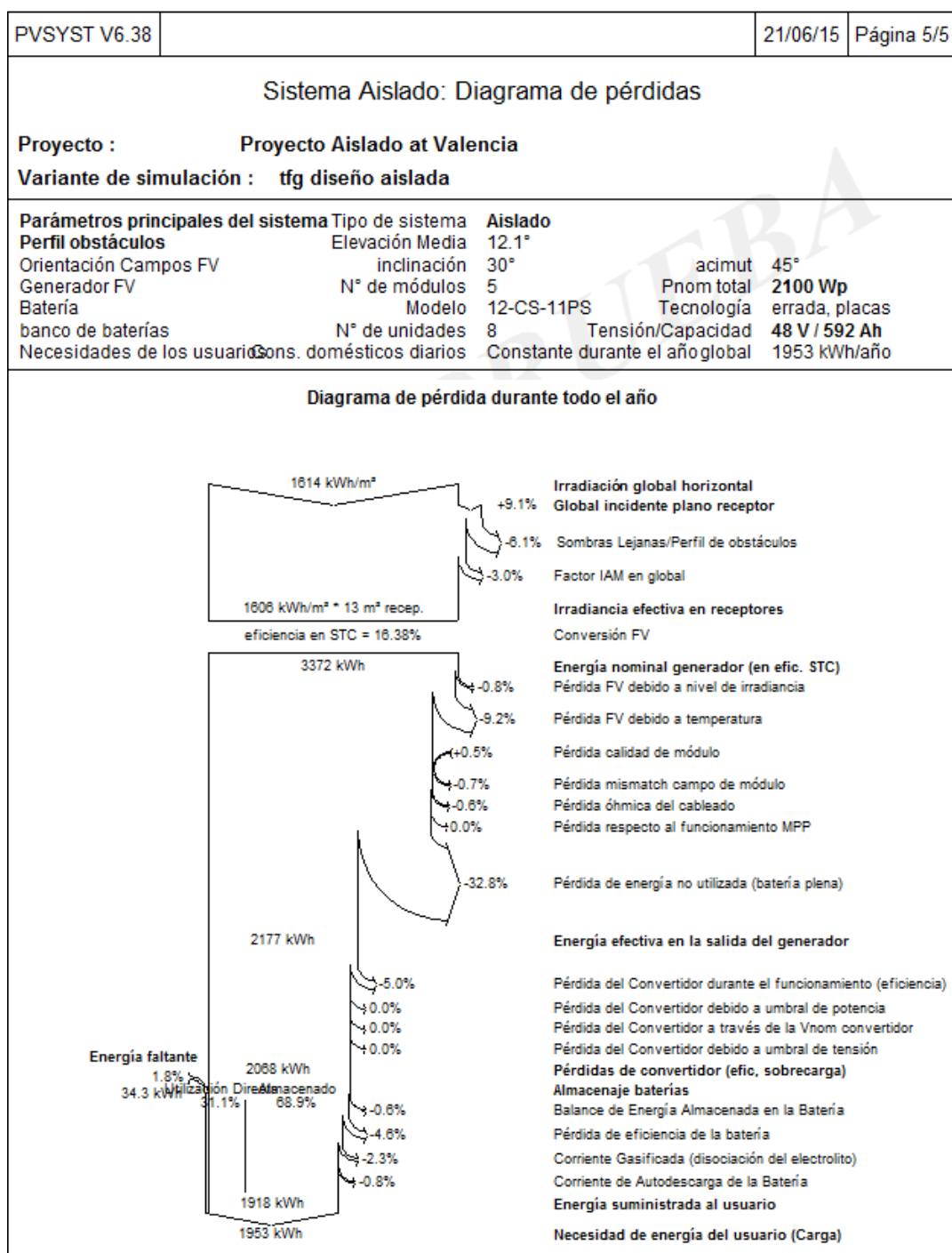


Imagen 3.4.44

En cuanto al apartado de “Tablas”, se nos ofrece una amplia gama de opciones. Dependiendo de los datos que nos interese obtener en cada caso seleccionaremos las opciones adecuadas. A continuación analizaremos una de ellas.

La tabla de “Coeficientes de rendimiento normalizados” nos permite obtener los valores mensuales de (de izquierda a derecha en la tabla): La energía solar incidente (Yr), el coeficiente de pérdidas por energía no utilizada (Lu), la producción potencial ideal de la instalación (Yu), pérdidas del sistema generador (Lc), la producción del generador (Ya), las pérdidas del sistema (Ls), la producción del sistema (Yf) y el factor de rendimiento (PR) (Imagen 3.4.45). Podemos apreciar que la producción del generador equivale a la producción potencial restándole sus pérdidas. Algo similar ocurre con la producción del sistema. Vemos que tendrá mayor rendimiento global en los meses de invierno.

tfg diseño aislada Coeficientes de Rendimiento Normalizados								
	Yr	Lu	Yu	Lc	Ya	Ls	Yf	PR
	kWh/m ² .día		kWh/kWp/d		kWh/kWp/d		kWh/kWp/d	
Enero	3.08	0.004	3.08	0.479	2.60	0.050	2.55	0.828
Febrero	4.18	0.291	4.18	0.907	3.28	0.730	2.55	0.609
Marzo	4.97	1.200	4.97	2.034	2.94	0.389	2.55	0.513
Abril	5.70	1.713	5.70	2.716	2.99	0.440	2.55	0.447
Mayo	5.94	1.850	5.94	2.984	2.96	0.408	2.55	0.429
Junio	6.35	2.085	6.35	3.399	2.95	0.400	2.55	0.401
Julio	6.51	2.098	6.51	3.510	3.00	0.452	2.55	0.391
Agosto	5.84	1.598	5.84	2.892	2.95	0.403	2.55	0.436
Septiembre	5.05	1.097	5.05	2.121	2.93	0.383	2.55	0.504
Octubre	4.37	0.688	4.37	1.492	2.88	0.331	2.55	0.583
Noviembre	3.12	0.192	3.12	0.675	2.44	-0.108	2.55	0.818
Diciembre	2.77	0.003	2.77	0.555	2.21	0.193	2.02	0.730
Año	4.83	1.072	4.83	1.986	2.84	0.337	2.50	0.519

Imagen 3.4.45

Las opciones de gráficos predefinidos, al igual que para el sistema conectado a red, nos permiten visualizar gran cantidad de datos. Algunas de estas gráficas se analizan a continuación.

En la gráfica “Producciones normalizadas por kWp instalado” vemos que la energía suministrada al usuario (en marrón) se mantiene constante para todos los periodos, excepto en noviembre y diciembre donde se aprecia una posible falta de suministro. El excedente de energía, que se muestra en azul oscuro, se produce principalmente en los meses centrales del año, coincidiendo con la mayor irradiación solar. Las pérdidas del generador, del

sistema y de carga de la batería se mantienen notablemente constantes, salvo por el aumento de pérdidas en el generador en el verano, producido presumiblemente por el aumento de su temperatura (Imagen 3.4.46).

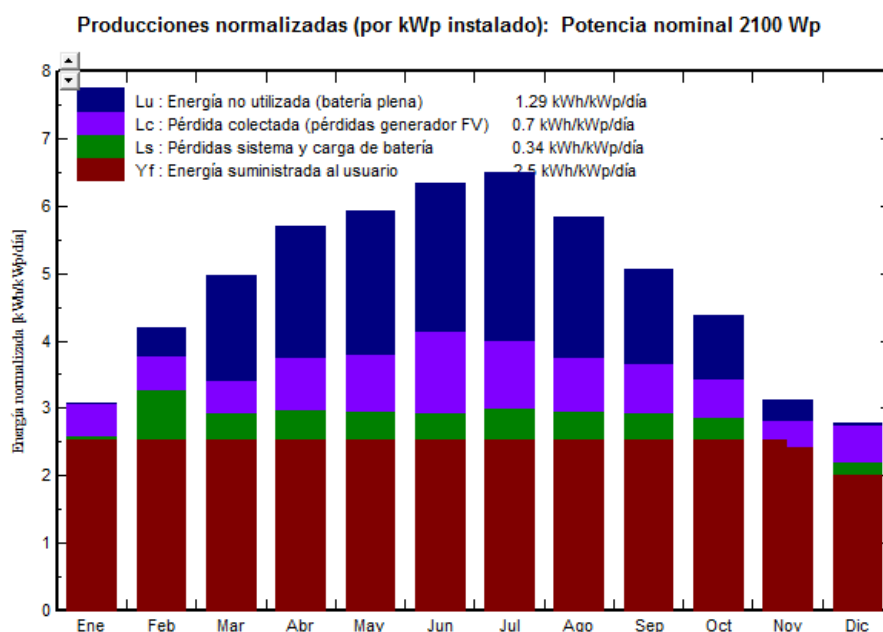


Imagen 3.4.46

En la siguiente gráfica aparece el estado de carga de la batería mensualmente. Apreciamos claramente que en los meses de menor irradiación la carga media de la batería se reduce notablemente, hasta mínimos por debajo de 25%. Mientras que en la mayoría de los meses mantiene una carga cercana al 90% (Imagen 3.4.47).

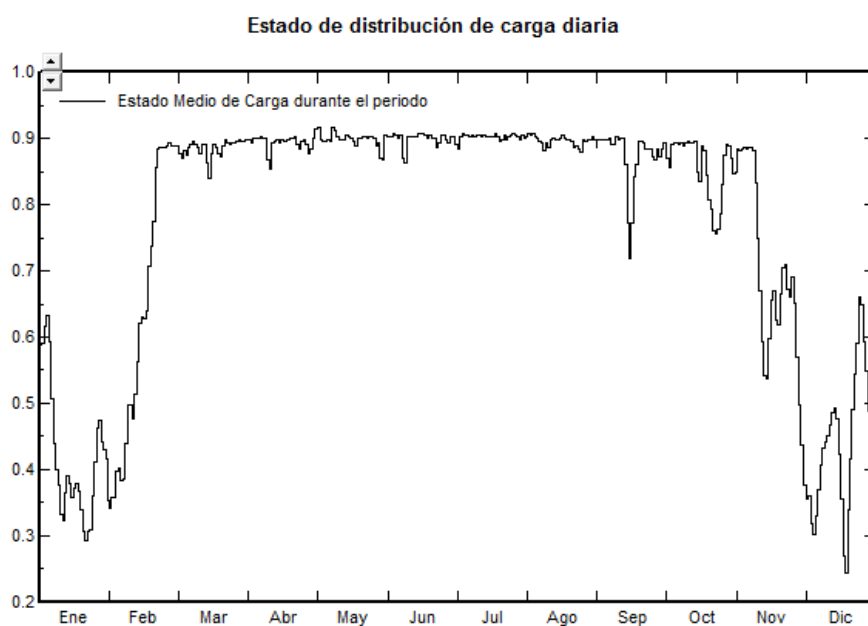


Imagen 3.4.47

En el apartado de evaluación económica obtenemos los resultados de costes del proyecto. Puede definirse el precio de todos los elementos de la instalación, con lo que se puede obtener un presupuesto totalmente real (véase figura 4.50). Incluye un apartado para considerar los impuestos y subsidios.

En resumen, para empezar hemos calculado el consumo de la vivienda a partir de sus aparatos eléctricos, a continuación hemos dimensionado la instalación fotovoltaica de manera que sea capaz de cubrir esta demanda y, finalmente, estudiamos su funcionamiento y costes para determinar su rentabilidad.

3.3.3 Ejercicio 6: Diseño de proyecto de Bombeo

Enunciado ejercicio 6: Se pretende realizar el diseño de una instalación de bombeo solar para regadío agrícola ubicada en la provincia de Jaén. Orientación sur. Inclinación 35. El agua se bombea desde un lago situado a 2 metros por debajo del nivel de la bomba. Se almacena en un tanque de 240 m³ y 10 m de diámetro, alimentado desde la base a través de 50 metros de tubería DN25 (1") con dos codos. La instalación debe tener autonomía para 3 días y 5% de pérdidas de carga.

Consumo de agua estacional según la tabla siguiente (tabla 5):

Verano	Otoño	Primavera	Invierno
80 m ³ /día.	60 m ³ /día.	60 m ³ /día.	40 m ³ /día.

TABLA 5

Resolución ejercicio 6:

Paso 1: dimensionado

Accedemos a “Diseño de proyecto”/”Bombeo”, definimos el nombre del proyecto y el lugar geográfico siguiendo el mismo procedimiento de los ejemplos anteriores. En “Orientación” introducimos la inclinación y acimut de las placas (Imagen 3.4.48).

Tipo de campo: Plano Inclinado Fijo

Parámetros del campo

Inclinación plano: 35.0 [°]

Acimut: 0.0 [°]

Optimización con respecto a

☐ Productiv. irrad. anual
☐ Verano (Abr-Sep)
☒ Invierno (Oct-Mar)

Productividad clima hivernal

Factor de transposición FT: 1.52

Pérdida con respecto al óptimo: -5.6%

Global en el plano receptor: 920 kWh/m²

Mostrar Optimización

Imagen 3.4.48

Para definir las características de nuestro sistema de bombeo debemos comenzar seleccionando en la pestaña superior de dónde extraeremos el agua, y si contamos con depósito, las demás opciones disponibles pueden variar según la selección. En nuestro caso escogemos “Lago o río hacia depósito”. Debemos introducir la diferencia de nivel entre la superficie del agua y el nivel del suelo, así como la altura a la que estará dispuesta la bomba.

Además, habrá que incluir los datos de las dimensiones del depósito y su tipo de alimentación, así como el tipo de tuberías, su longitud, el número de codos y otras pérdidas por fricción, en su caso (Imagen 3.4.49).

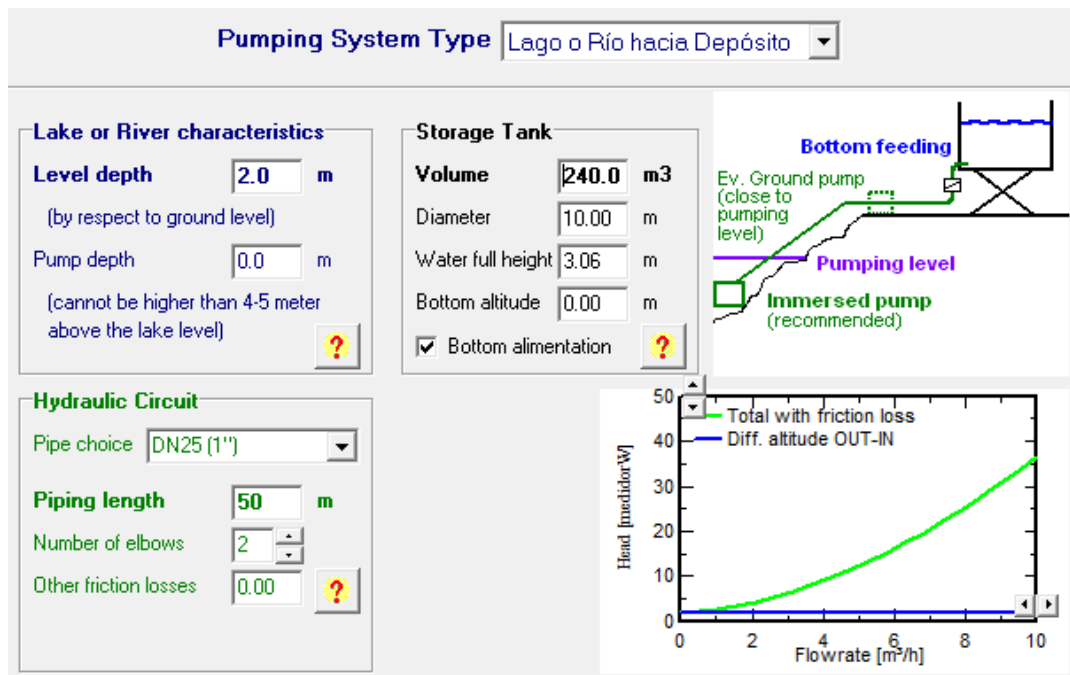


Imagen 3.4.49

En “Sistema” debemos establecer las necesidades de agua estimadas. En este caso seleccionaremos valores estacionales, que son los que nos han proporcionado (Imagen 3.4.50).

Comment: Nuevo Necesidades de los usuarios

Water needs

☐ Yearly average
☒ Seasonnaly value
☐ Monthly values

Water (m³/día)

Summer	80.0
Autumn	60.0
Winter	60.0
Spring	40.0

Water units

Flow: m³/día
Pressure: medidorW

Yearly summary

Water needs average: **60** m³/día
 Yearly water needs: **21900** m³
 Yearly Head average: **2** medidorW
 Hydraulic energy: **119** kWh
 PV needs (very roughly): **403** kWh

Lake/river water depth variations

☒ Yearly constant
☐ Seasonnal values
☐ Monthly values

Whole Year: 2.0 medidorW

Model File

Imagen 3.4.50

A continuación, debemos seleccionar las características de la bomba y de los módulos del sistema fotovoltaico, así como los días de autonomía de la instalación y el porcentaje de pérdidas admisible (Imagen 3.4.51). Seleccionaremos una bomba con la suficiente potencia para suministrar el caudal deseado, de forma que no necesitemos instalar varias bombas. El criterio para la selección del panel fotovoltaico es análogo al caso de sistema aislado, ya comentado en el ejemplo 4.2.

Presizing help

Average daily needs : Requested autonomy 4 day(s)
 Head min. 2.0 medidorW
 Head max 2.1 medidorW
 Volume 60.0 m³/día

Accepted missing : 5 %
 Suggested tank volume 320 m³
 Suggested Pump power 226 W
 Suggested PV power 285 Wp (nom.)

Pump(s) model and layout

Sort Pumps by: ☒ Power ☐ Technology

All Power 295 W 10-80 m Well, DC, Membrana/Diafragma Watermax WA

1 Pumps in serie (electrically)
 1 Pumps in parallel
 FlowR = 0.8 m³/h at Pump's PMax, or 1.5 m³/h with PV(1kW/m²)

The Pump minimum head/pressure is over the maximum static pressure needs.

1 Pumps, total power 250 W
 Nominal voltage 64 V
 Nominal current 4 A

PV array : Select module(s)

Sort modules by: ☒ Power ☐ Technology

TOPSUN 240 Wp 25V Si-poly TS-M240 Since 2012

3 Modules in serie
 1 Modules in parallel
 3 Modules

Regulating not yet defined

Array nom. power (STC) 720 Wp
 Array voltage (50°C) 82.4 V
 Array current (STC) 7.8 A

Imagen 3.4.51

La potencia sugerida para la bomba vendrá determinada por las condiciones que hayamos determinado previamente. La diferencia de altura y el caudal estimado serán los parámetros determinantes.

Por otra parte el volumen del tanque dependerá de los días de autonomía que escojamos y de las pérdidas admisibles principalmente. Ya que su función es equivalente a la de las baterías en los sistemas aislados, pero almacenando el agua en lugar de la energía eléctrica. También podría sustituirse el tanque por una batería, pero los costes serían mucho mayores.

En la siguiente ventana escogemos el tipo de acoplamiento y seleccionamos la casilla “Default regulator” para que ajuste automáticamente las características del regulador a las del resto de elementos de la instalación (Imagen 3.4.52).

The screenshot displays the PVsyst software interface with the following sections:

- PV array summary:** 3 PV modules of 240 Wp TOPSUN, model TS-M240. Array oper. (50°C, 1000 W/m²): Pmpp=646 W, Vmpp=82 V.
- System operating:** Regul. dropdown menu set to "Acoplamiento directo". Buttons for "I/V Matching" and "Schema" are visible.
- Pump characteristics:** One pump, All Power, model Watermax WA. Type: Membrana/Diafragma (Bomba sumergible). Motor type: Motor CC, sin cepillo. Nominal operating conditions: Pressure=10.0 medidorW, Flowrate=0.8 m³/h.
- Regulator / Power conditioning device:** Default regulator checkbox is checked. Dropdown menu shows "Acoplamiento directo". Other options include "Default Direct Coupling" and "Generic de". An "Open" button is present.
- Battery set:** A dropdown menu for battery selection. Below it, "Batteries in serie" is set to 1 and "Batteries in parallel" is checked and set to 1. Fields for "Battery pack voltage" (Undef V) and "Global capacity" (Undef Ah) are shown.

Imagen 3.4.52

Paso 2: Simulación y resultados

Una vez accedemos a la simulación se nos mostrará una pantalla muy similar a los diseños de otros tipos de instalación (Imagen 3.4.53).

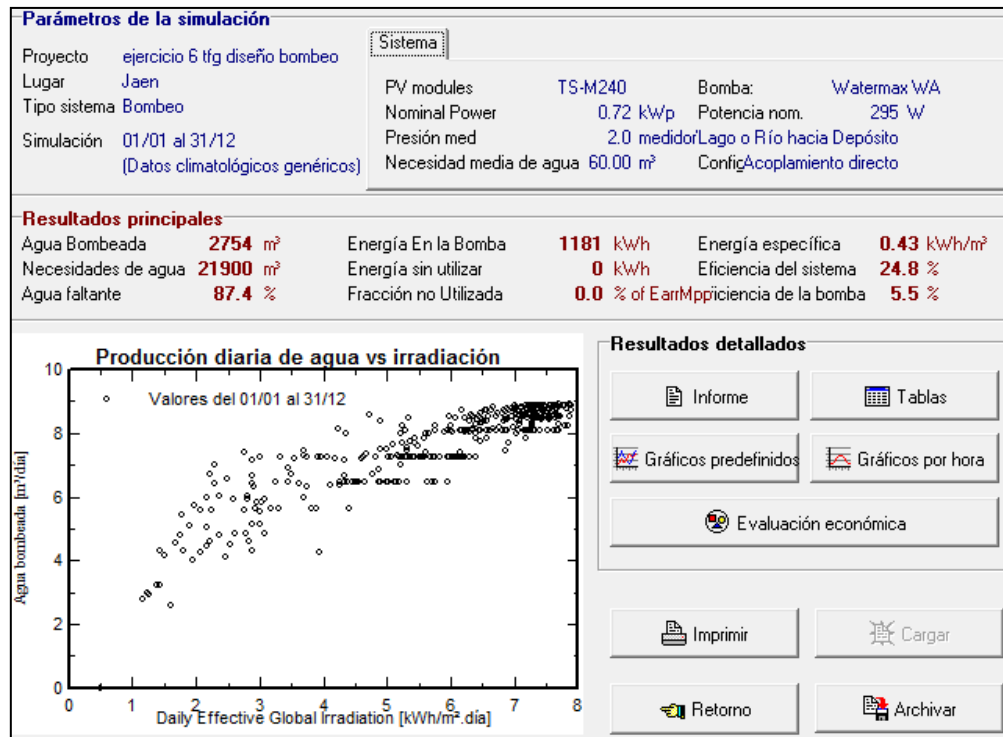


Imagen 3.4.53

El análisis del informe para un sistema de bombeo es análogo al de un sistema aislado, comentado en el apartado 3.3.2 (Imagen 3.4.54)

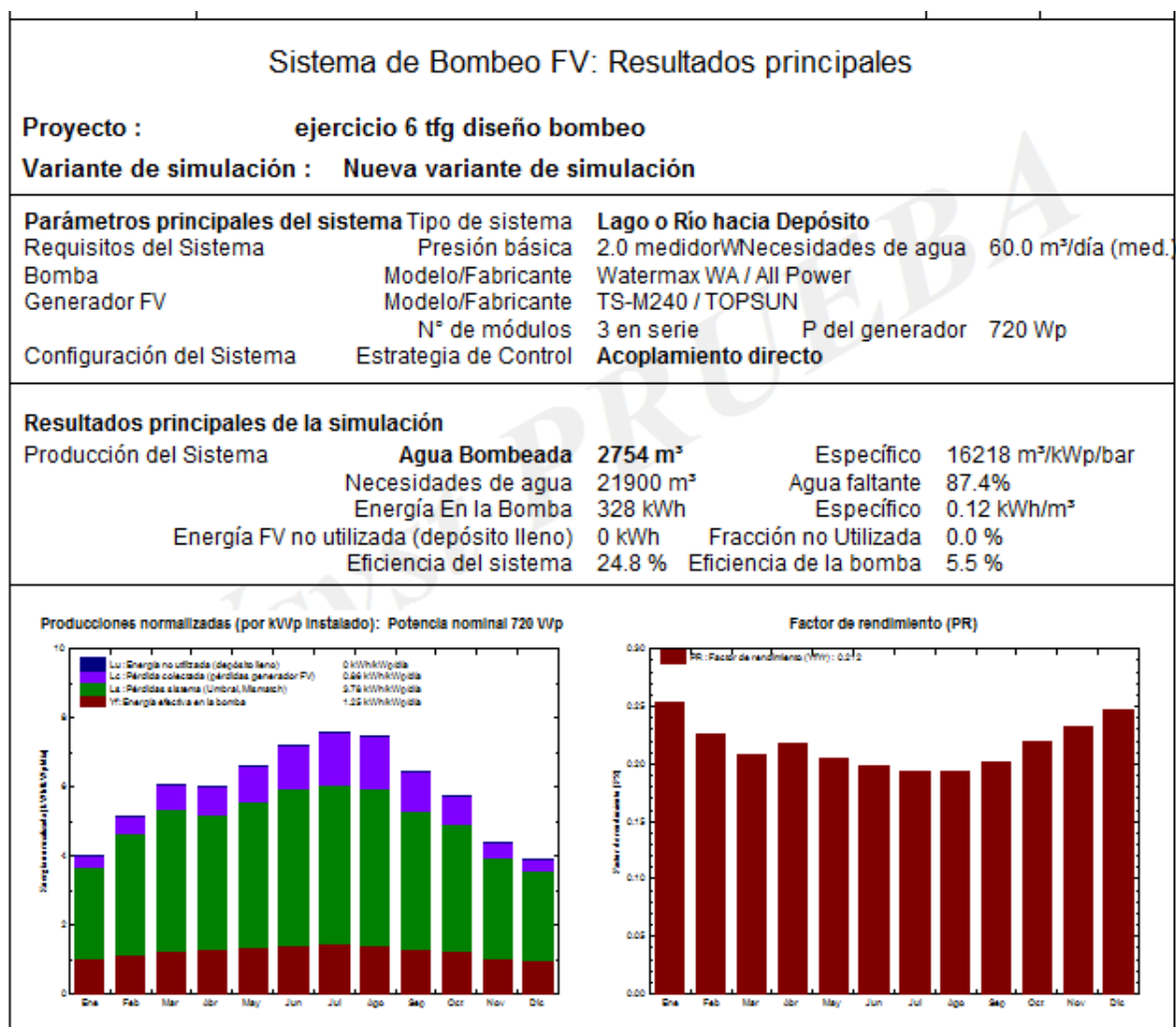
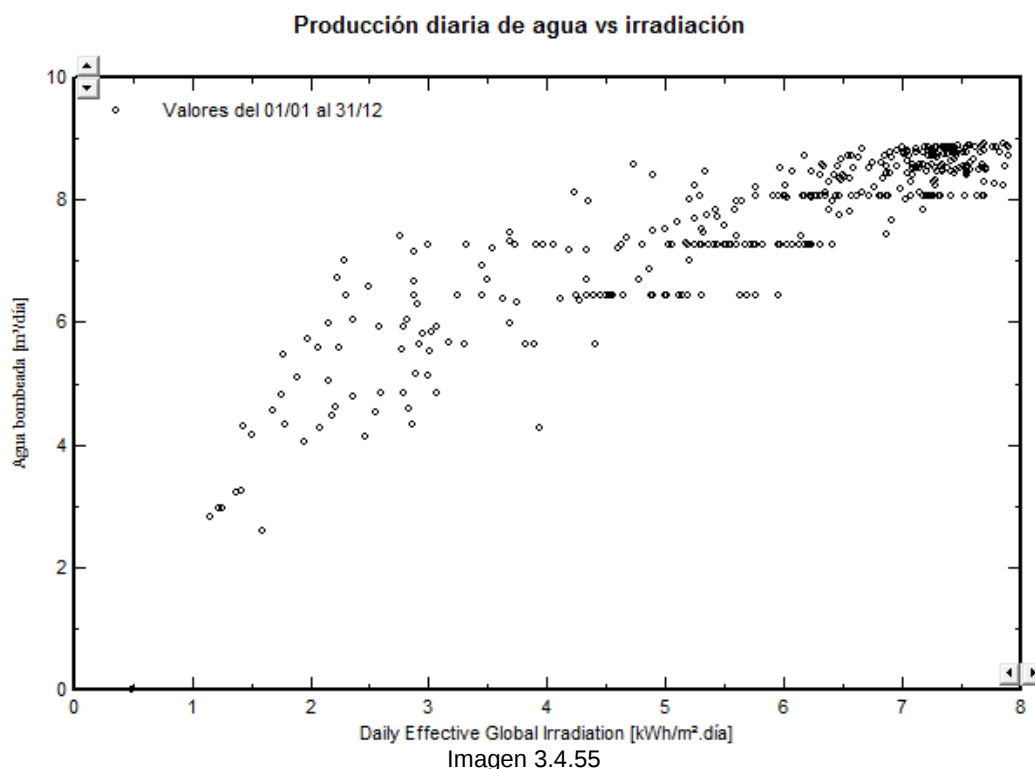


Imagen 3.4.54

Una gráfica interesante es la que representa la producción diaria de agua frente a la irradiación (Imagen 3.4.55). Cada punto representa el dato de un día concreto, en total habrá 365 puntos. Encontramos algunos puntos dispersos por el centro de la gráfica, pero la mayor concentración está en torno a $9 \text{ m}^3/\text{día}$ con una irradiación de $7,5 \text{ kWh}/\text{m}^2 * \text{día}$. Se aprecia la relación lineal directa entre la irradiación y el caudal bombeado.



En el apartado de evaluación económica se nos presenta una pantalla muy similar a la que encontrábamos para el diseño de una instalación aislada, pudiendo de la misma forma que antes introducir los precios reales de los componentes para obtener un presupuesto real (Imagen 3.4.56).

Proyecto y Variante de simulación

Proyecto: ejercicio 6 tfg diseño bombeo
 Simulación: Nueva variante de simulación
 Generador FV, P_{nom}: 720 Wp Sistema: Sistema de Bombeo FV
 Módulo FV: TS-M240

Valores:
☐ Global ☐ Por Wp
☒ Por pieza ☐ Por m²

Inversión

Módulos FV	3 unidades de 240 Wp	0.00	€/ un.	☒	
Soportes/Integración		0.00	€/ un.	☐	
Bomba	1 unidad de 295 W	0.00	€/ un.	☒	
Controlador		0.00	€		
Ajustes, cableado, ...		0.00	€		
Otros, varios...	Detalles	0.00	€		
Sustitución subestimada	-	0.00	€		
Inversión bruta, (con impuestos)		0.00 €			

Financiamiento

Impuestos	15.00 %	0.00 €
Subsidios	-	0.00 €
Inversión neta		0.00 €
Anualidades		0.00 €/ a.
Costo de explotación	Detalles	0.00 €/ a.
Costo total anual		0.00 €/ a.

Préstamo

Duración: 20 Años
 Tasa: 5.0 %
 Factor anual: 8.02 %cap/año

Moneda

Europa - EU

Costo del Agua

Agua Bombeada	2754 m³ / año
Costo total anual	0 € / año
Costo del Agua	0 € / m³

Imagen 3.4.56

En conclusión, el diseño de un sistema fotovoltaico para bombeo es una variante de instalación aislada. En lugar de definir el consumo energético a partir de electrodomésticos lo hacemos a partir del funcionamiento de una bomba y del caudal previsto. Una vez hallado este consumo energético el proceso de diseño es idéntico.

3.3.4 Ejercicio 7: Diseño de proyecto conectado a red CC

Enunciado ejercicio 4: Se desea diseñar una instalación fotovoltaica de 50 kWp para suministrar energía a un tranvía situado en Sevilla. Las placas estarán colocadas con una inclinación de 25° y un acimut de 10° . Albedo constante de 0,3. La tensión de funcionamiento del sistema será 600 V y la máxima 900 V. La resistencia de la línea será 10 mOhm.

El perfil de obstáculos será el siguiente (tabla 6):

Punto	Acimut	Elevación
1	-120°	25
2	-40°	10
3	40°	5
4	120°	15

TABLA 6

Resolución ejercicio 7:

Paso 1: Dimensionado

En la ventana principal de PVsyst dentro de las opciones de “Diseño” accedemos a Red CC. Esta opción nos permite realizar diseños específicos para instalaciones de corriente continua. Aparecerá la siguiente ventana (Imagen 3.4.57):

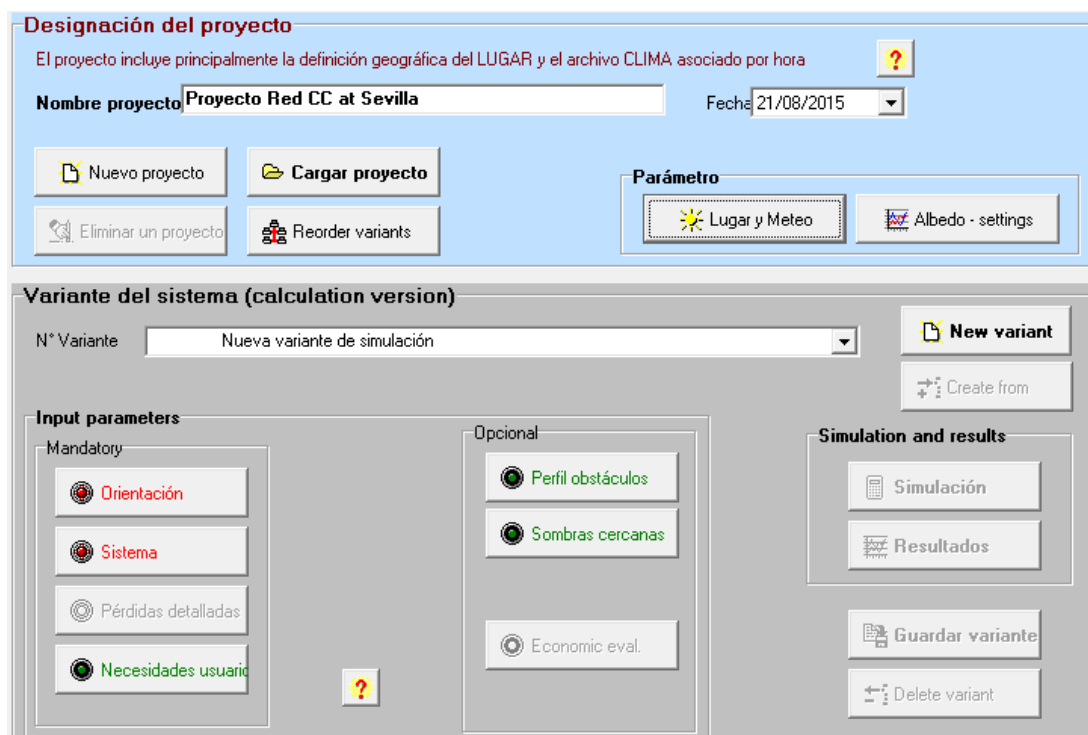


Imagen 3.4.57

Dentro de “Designación del Proyecto” accedemos a “Lugar y Meteo” y seleccionamos la ubicación deseada como en los ejemplos anteriores, en este caso Sevilla (Imagen 3.4.58).

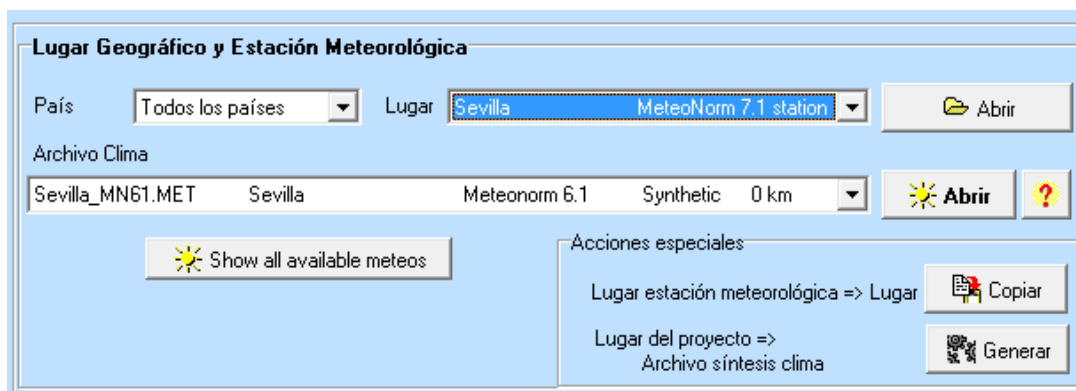


Imagen 3.4.58

Un nuevo aspecto que se introduce en este ejercicio es la inclusión de valores específicos de albedo (Anexo III). Para modificar este parámetro accedemos a “Albedo-Settings” y en la primera pestaña nos permite introducir sus valores mensuales (Imagen 3.4.59). Para definir un valor constante para todo el año lo podemos introducir en “valor común” y pulsamos en “Definir”. A la derecha nos aparecen sugerencias de valores comunes en distintos entornos, que podemos usar como referencia en caso de desconocer los valores exactos.

Albedo | Design conditions | Other limitations

Valores del albedo ?

Valores mensuales

Ene.	0.30	Jul.	0.30
Feb.	0.30	Ago.	0.30
Mar.	0.30	Sep.	0.30
Abr.	0.30	Oct.	0.30
May.	0.30	Nov.	0.30
Jun.	0.30	Dic.	0.30

Definir un valor común

Valor común: 0.30

Albedo por defecto = 0,2

☒ Definir

Valores comunes del albedo

Zona urbana	0.14 - 0.22
Hierba	0.15 - 0.25
Hierba fresca	0.26
Nieve fresca	0.82
Nieve húmeda	0.55 - 0.75
Asfalto seco	0.09 - 0.15
Asfalto húmedo	0.18
Concreto	0.25 - 0.35
Tejas rojas	0.33
Aluminio	0.85
Acero galvanizado reciente	0.35
Acero galvanizado oxidado	0.08

Imagen 3.4.59

En “Orientation” determinamos la inclinación y el acimut de los paneles (Imagen 3.4.60).

Tipo de campo Plano Inclinado Fijo

Parámetros del campo

Inclinación plano: 25.0 [°]

Acimut: 10 [°]

Optimización con respecto a

☒ Productiv. irrad. anual ?

☐ Verano (Abr-Sep)

☐ Invierno (Oct-Mar)

Incl. 25°

Acimut 10°

Oeste Este

Sur

Productiv. clima anual

Factor de transposición FT	1.16
Pérdida con respecto al óptimo	-1.4%
Global en el plano receptor	2234 kWh/m²

☒ Mostrar Optimización

Imagen 3.4.60

Entrando en “Sistema” definiremos en la casilla azul la potencia que deseamos instalar (Imagen 3.4.61). A partir de este dato el programa nos aportará sugerencias sobre la disposición óptima de los módulos.

Presizing help
Enter planned power kWp

DC-grid characteristics

Main Power Supply Nominal Voltage	600	V
Maximum (safety) Voltage at the PV array output	900	V
PV-system to User Line resistance (=> loss 0.1 % at STC)	10.0	mOhm
Power supply to User Line resistance (incl. supply internal res.)	10.0	mOhm

Regulation behaviour at Vmax

- ☒ General cut
- ☐ Cut of Module Strings
- ☐ Cut of modules in series

Select modules

Sort modules by: ☒ power ☐ technology ☐ manufacturer

Generic

Approx. needed modules **200** Sizing voltages: Vmpp (50°C) **27.1 V**
Voc (-10°C) **42.2 V**

Design array

modules in series ☒ Autom. Operating conditions

modules in parallel ☒ Autom.

Vmpp (50°C)	570 V
Voc (-10°C)	886 V
Imp (50°C)	82 A
Isc (50°C)	87 A

Array's operating power **46.6 kW (50°C)**
Array's nominal power **52.5 kWp (STC)**
Number of modules **210**

Imagen 3.4.61

En el apartado “DC-grid characteristics” debemos introducir los valores de la tensión nominal de funcionamiento de la red de continua, así como el valor máximo de tensión que garantice la seguridad. También nos permite incluir la resistencia de línea de las conexiones. En la casilla de la derecha debemos determinar qué debe ocurrir en caso de superarse la tensión máxima, en nuestro caso optaremos por un corte general.

A la hora de seleccionar las características del módulo tendremos que tener en cuenta su tensión e intensidad de funcionamiento, de forma análoga a como hemos visto en otros ejemplos. En este caso escogemos un módulo de 250 Wp y 26v, que nos permite colocar el mínimo número de módulos en paralelo sin sobredimensionar innecesariamente la instalación.

Pulsando en “Schema” aparecerá un esquema de la instalación para clarificar su disposición y componentes (Imagen 3.4.62). El ejemplo que aparece es de suministro a transporte público, como podría ser un tranvía o un trolebús. Las placas fotovoltaicas suministrarían la energía para su funcionamiento y, en caso de ser insuficiente, sería cedida por otra fuente auxiliar.

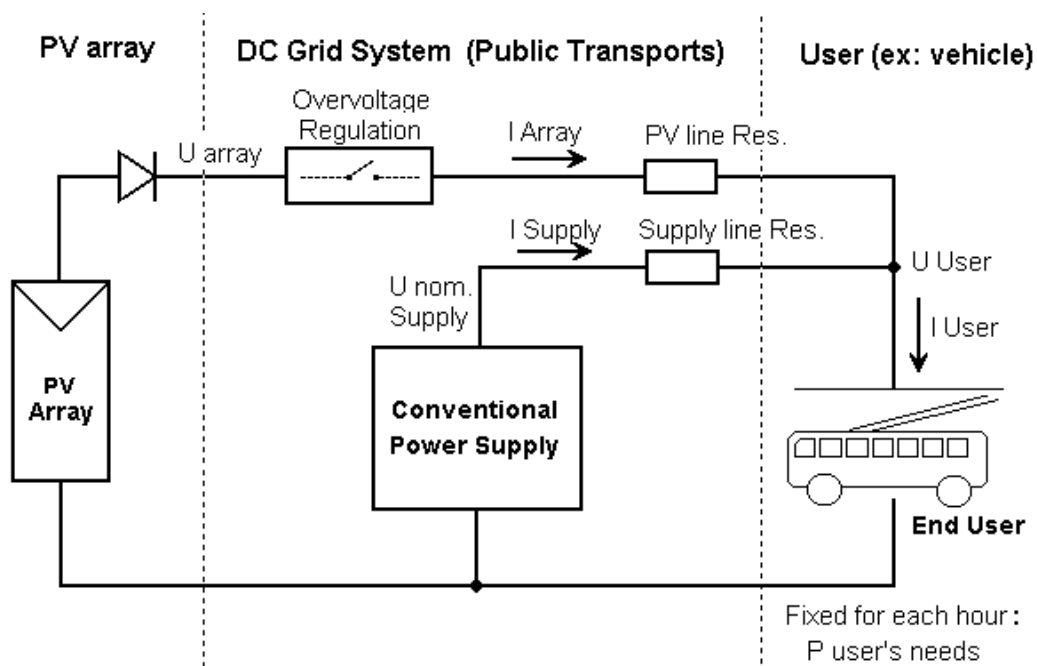


Imagen 3.4.62

Definimos el perfil de obstáculos como en los ejemplos anteriores (Imagen 3.4.63).

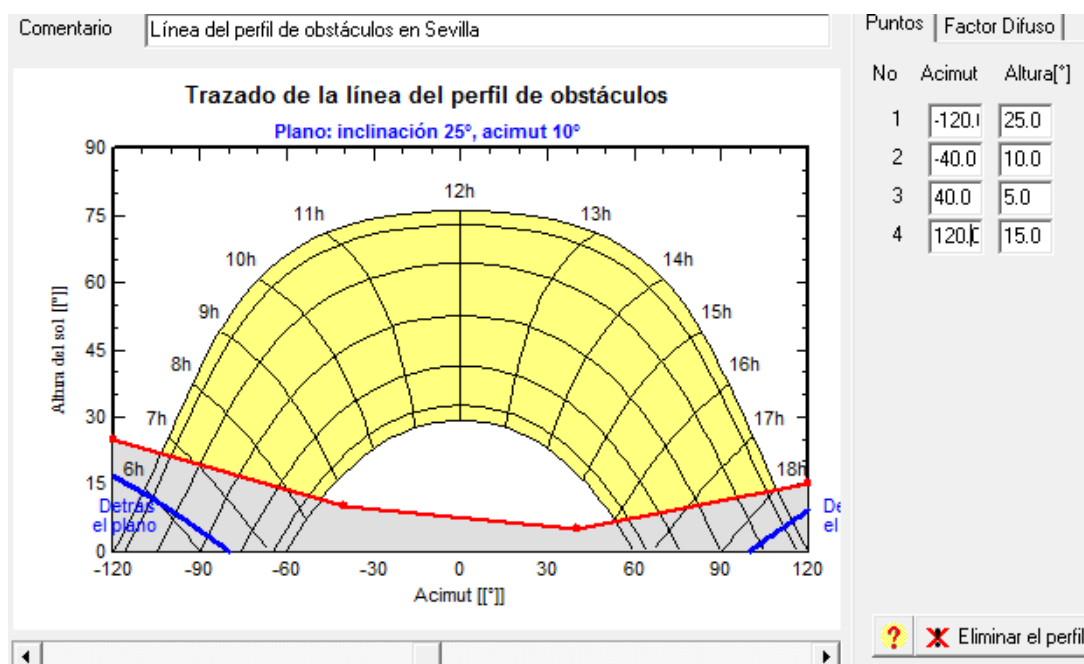


Imagen 3.4.63

Una vez determinadas las características de la instalación y su ubicación podemos proceder a la simulación.

Paso 2: Simulación y resultados

Accediendo a la simulación se nos muestran la potencia, corriente y tensión del conjunto de módulos (Imagen 3.4.64). Entre los resultados principales encontramos la producción anual del sistema. La producción específica y el factor de rendimiento nos permiten conocer la relación entre la energía producida y la potencia instalada.

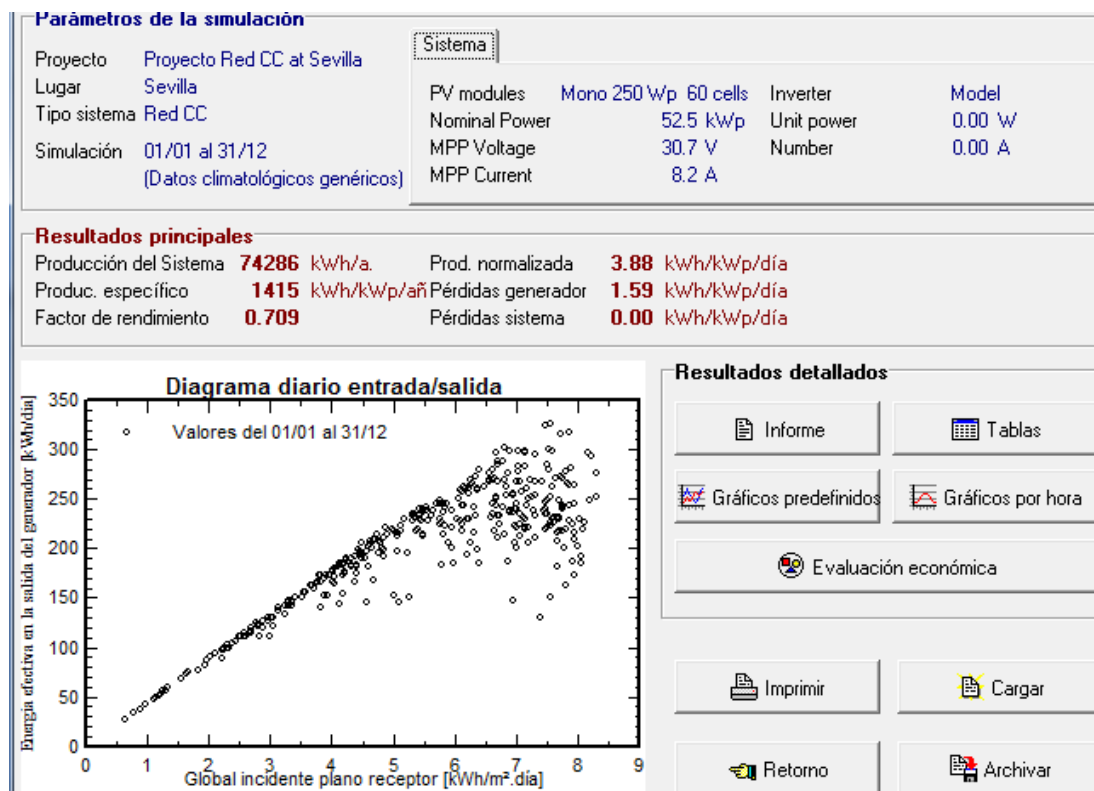


Imagen 3.4.64

Vemos que el tipo de resultados obtenidos son muy parecidos a los de las instalaciones anteriores. Realmente las diferencias de este tipo de instalación con una conectada a red son mínimas en cuanto a su funcionamiento. Un diseño conectado CC es más sencillo, ya que no hay que incluir un inversor para adaptar la corriente a alterna.

4 Conclusiones

El objetivo de este trabajo es el análisis del proceso de diseño de una instalación fotovoltaica a través de un software específico. Se seleccionó el programa PVSyst por su versatilidad y disponibilidad. Para llevar a cabo dicho análisis se realizaron siete simulaciones para cubrir todas las posibilidades que ofrece.

Durante la realización del primer ejercicio, pre-dimensionado conectado a red, se aprecia la sencillez de la interfaz para este tipo de proyectos. Partiendo únicamente de unos conocimientos básicos sobre instalaciones fotovoltaicas podemos obtener con unos pocos datos un pre-dimensionado de nuestra instalación y evaluar su viabilidad.

El ejercicio segundo nos muestra las diferencias que aparecen a la hora de realizar el pre-dimensionado una instalación aislada respecto de la anterior. Se introducen nuevos aspectos a tener en cuenta, como los días de autonomía que condicionarán el tamaño de las baterías. Sin embargo, comprobamos que el proceso mantiene su sencillez.

En el tercer ejercicio, pre-dimensionado de bombeo solar, encontramos un ejemplo de las utilidades complementarias de este software. No sólo aborda el diseño del sistema fotovoltaico, sino que incluye cálculos hídricos tales como la potencia de la bomba o el tamaño del tanque.

El formato de los resultados es similar en estos tres ejemplos, sin embargo, en cada caso la viabilidad se determina de forma distinta. Es decir, este software nos facilita los cálculos y aporta resultados, sin embargo, el usuario deberá tener los conocimientos necesarios para interpretarlos correctamente.

Una vez analizados los procesos de pre-dimensionado en estos tres ejercicios se abordó el diseño completo los distintos tipos de instalaciones. En los cuáles, la cantidad de datos a introducir se incrementa notablemente, así

como la exactitud de los resultados. Esto aumenta el tiempo, la complejidad y la utilidad del proceso.

Durante el diseño conectado a red del ejercicio 4 se introducen varias opciones nuevas con respecto al pre-dimensionado. Por ejemplo, la posibilidad de dividir la instalación en varios sub-campos con características diferentes. Además, se deben seleccionar las características y disposición de los módulos y el inversor. Esto implica una gran versatilidad, permitiendo aproximar los cálculos lo máximo posible a la realidad, a la vez que aumenta la complejidad de su realización.

De manera similar, en el diseño aislado del ejercicio quinto se han de incluir las características de la batería y el regulador y datos como las pérdidas de carga anuales aceptables. Para lo cual pese a la ayuda que nos proporciona el software se deben tener unos conocimientos previos al respecto.

En los ejercicios sexto y séptimo se aborda el diseño de instalaciones de bombeo fotovoltaico y conectada CC respectivamente. Éstas se podrían simplificar a casos concretos de los dos tipos principales, conectado a red y aislado. No obstante se incluyen como apartados independientes por sus especificaciones concretas lo cual permite abordarlas con mayor facilidad.

Los resultados obtenidos a partir de estos diseños incluyen gran cantidad de datos, por lo que cobra especial importancia su análisis para sintetizarlos. Debemos ser capaces de determinar en cada caso los resultados que nos interesan específicamente y analizarlos.

Con estos siete análisis distintos consideramos que hemos cubierto las principales características de este tipo de software, permitiéndonos obtener una serie de conclusiones, parte de las cuales aparecen en los apartados correspondientes, destacando como más relevantes las siguientes.

El uso de esta herramienta es recomendable tanto para profesionales en la materia como para instaladores puntuales, ya que se obtienen muy buenos resultados con una inversión de tiempo mínima. Además, puede ser utilizado a

distintos niveles. Un diseñador novel obtendrá rápidamente unos resultados generales, de gran utilidad. Mientras que un profesional podrá modificar e incluir todos los datos que le interesen, obteniendo resultados mucho más detallados.

Otra de sus ventajas es la posibilidad de realizar el per-dimensionado por separado, de forma que podemos estudiar de manera rápida la viabilidad de nuestro proyecto a partir de una mínima cantidad de datos. Una vez comprobamos que los resultados obtenidos son satisfactorios podemos comenzar su diseño.

Hemos comentado la gran cantidad de opciones que nos permite modificar el software durante el cálculo, lo que puede hacer que su uso resulte complejo. Sin embargo, la mayoría de los datos a incluir son opcionales o se nos aportan sugerencias de valores típicos. De tal manera que si desconocemos alguno de los parámetros de la instalación esto no paralizará el proceso de diseño.

A modo de conclusión final, el trabajo realizado nos permite afirmar que el uso de este tipo de software supone una gran ayuda a la hora de abordar el dimensionado y diseño de una instalación. Su uso es relativamente sencillo y a la vez nos permite estudiar a un nivel profesional todos los aspectos que afectan a una instalación fotovoltaica. Sin embargo, son necesarios unos conocimientos básicos sobre instalaciones fotovoltaicas para ser capaces de interpretar correctamente los resultados obtenidos.

Bibliografía

- [1] A. C. Germán Santamaría, «Instalaciones solares fotovoltaicas,» Editex, 2009.
- [2] J. M. E. Beso, Energía Solar térmica y fotovoltaica en el marco de código técnico de la edificación, Pamplona: EnerAgen, 2007.
- [3] «Instalación aislada,» [En línea]. Available: <http://www.sfe-solar.com/calculo-sistemas-fotovoltaicos-aislados-autonomos/>.
- [4] M. P. Aparicio, EnergíaSolar Fotovoltaica. Cálculo de una instalación Aislada., marcombo.
- [5] C. Orbegozo, Energía Solar Fotovoltaica. Manual técnico de instalaciones domiciliarias, Deutscher Engwicklungstienst, 2010.
- [6] «Tipos de instalaciones,» [En línea]. Available: <http://cecu.es/campanas/medio%20ambiente/res&rue/htm/dossier/2%20fotovoltaica.htm#4>. Sistemas fotovoltaicos.
- [7] «PVsyst,» [En línea]. Available: <http://www.pvsyst.com/en/>.
- [8] «Diafem,» [En línea]. Available: <https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/Diafem/>.
- [9] «Sunny Design,» [En línea]. Available: <http://www.sma-iberica.com/es/productos/software/sunny-design.html>.
- [10] «Solar Pro,» <http://www.lapsys.co.jp/english/products/pro.html#Features>.
]
- [11] «Solar Design Studio,» [En línea]. Available: <http://www.censolar.es/menu4.htm>.
]
- [12] «FV-expert,» [En línea]. Available:
] <http://www.suelosolar.com/newsolares/newsol.asp?id=6442>.
- [13] «Calculation solar,» [En línea]. Available: <http://calculationsolar.com/es/>.
]
- [14] «Días de autonomía,» [En línea]. Available:
] <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Energia/Energia23/HTML/articulo04.htm>.
- [15] «“Instrucciones técnicas complementarias FV-01 a FV-11” Boja nº 98,» Sevilla, 18 de Mayo
] de 2007.
- [16] «Instrucción técnica complementaria para baja tensión: ITC-BT-26. Instalaciones interiores
] en viviendas. Prescripciones de instalación».
- [17] «Instrucción técnica complementaria para baja tensión: ITC-BT-18. Instalaciones interiores
] en viviendas. Prescripciones de instalación».
- [18] «Instrucción técnica complementaria para baja tensión: ITC-BT-30. Instalaciones en locales

] de características especiales».

[19 «UNE 157001 “Criterios generales para la elaboración de proyectos”, AENOR,» Febrero
] 2002.

[20 «Instalaciones de energía solar fotovoltaica “Pliego de condiciones técnicas de
] instalaciones aisladas de red”, IDAE,» febrero 2009.

Índice de Imágenes

Imagen 2.1 Elementos de una instalación conectada a red.....	8
Imagen 2.2 Elementos de una instalación aislada	9
Imagen 2.3 Diagrama de funcionamiento de las baterías	11
Imagen 3.1.1 PVsyst.....	14
Imagen 3.1.2 Diafem	15
Imagen 3.1.3 Sunny Design	16
Imagen 3.1.4 Solar Pro	16
Imagen 3.1.5 Solar Design Studio.....	17
Imagen 3.1.6 FV Expert	17
Imagen 3.1.7 Calculation Solar.....	18
Imagen 3.2.1 Predimensionado	20
Imagen 3.2.1 Nombre del proyecto	22
Imagen 3.2.2 Mapa interactivo	22
Imagen 3.2.3 Perfil de obstáculos	23
Imagen 3.2.4 Inclinación y orientación	24
Imagen 3.2.5 Características de los módulos.....	25
Imagen 3.2.6 Simulación	25
Imagen 3.2.7 Gráfica de radiación	26
Imagen 3.2.8 Gráfica de producción energética	26
Imagen 3.2.9 Tabla de resultados	27
Imagen 3.2.10 Evaluación económica.....	27
Imagen 3.2.11 Predimensionado aislada	32
Imagen 3.2.12 Consumo estimado.....	33
Imagen 3.2.13 Inclinación y orientación	36
Imagen 3.2.14 Simulación	36
Imagen 3.2.16 Resultados principales.....	37
Imagen 3.2.17 Gráfica producción energética.....	38
Imagen 3.2.18 Gráfica de carga de las baterías	38
Imagen 3.2.20 Predimensionado bombeo.....	42
Imagen 3.2.21 Inclinación y orientación	42
Imagen 3.2.22 Gráfica de producción	44
Imagen 3.2.23 Gráfica de estado del tanque	44

Imagen 3.2.24 Tabla de resultados	45
Imagen 3.2.25 Evaluación económica	46
Imagen 3.4.1 Diseño de proyecto	48
Imagen 3.4.3 Diseño conectado a red	50
Imagen 3.4.5 Inclinación y orientación	51
Imagen 3.4.6 Subcampo 1	52
Imagen 3.4.7 Selección de módulo 1	52
Imagen 3.4.8 Selección de inversor 1	53
Imagen 3.4.11 Generador FV	54
Imagen 3.4.12 Subcampo 2	55
Imagen 3.4.16 Selección de módulo 2	58
Imagen 3.4.17 Selección de inversor 2	59
Imagen 3.4.18 Configuración de módulos	60
Imagen 3.4.20 Diagrama de pérdidas	61
Imagen 3.4.22 Otros formatos	61
Imagen 3.4.23 Tablas de resultados	62
Imagen 3.4.24 Tabla de clima	62
Imagen 3.4.25 Tabla de energía incidente	63
Imagen 3.4.26 Gráficos predeterminados	63
Imagen 3.4.27 Diagrama diario de entrada/salida	64
Imagen 3.4.28 Gráficos por hora	64
Imagen 3.4.29 Evaluación económica	65
Imagen 3.4.30 Diseño aislado	65
Imagen 3.4.31 Dimensionado	66
Imagen 3.4.34 Inclinación y orientación	68
Imagen 3.4.35 Consumo estimado	68
Imagen 3.4.36 Pérdidas admisibles	70
Imagen 3.4.37 Selección de batería	71
Imagen 3.4.38 Selección de módulo	71
Imagen 3.4.40 Diagrama de la instalación	72
Imagen 3.4.41 Perfil de obstáculos	73
Imagen 3.4.42 Simulación	74
Imagen 3.4.43 Resultados principales	75
Imagen 3.4.44 Diagrama de pérdidas	76

Imagen 3.4.45 Tabla de coeficientes.....	77
Imagen 3.4.46 Gráfica de producción	78
Imagen 3.4.47 Gráfica de distribución de carga	78
Imagen 3.4.48 Inclinación y orientación	81
Imagen 3.4.50 Características del bombeo	82
Imagen 3.4.52 Resultados principales.....	83
Imagen 3.4.53 Gráfica de producción	84
Imagen 3.4.54 Evaluación económica.....	85
Imagen 3.4.55 Conectado CC	86
Imagen 3.4.57 Albedo	89
Imagen 3.4.58 Inclinación y orientación	89
Imagen 3.4.59 Potencia.....	90
Imagen 3.4.60 Diagrama instalación	90
Imagen 3.4.61 Perfil de obstáculos	91
Imagen 3.4.62 Resultados	92
Imagen 3.4.63 Gráfica producción	92
Imagen 3.4.64 Evaluación económica.....	93
Imagen A.1.1 Perfil de obstáculos.....	105
Imagen A.1.2 Tablas de pérdidas por sombreado	109
Imagen A.1.3 Ejemplo perfil de obstáculos.....	111
Imagen A.2.1	112

Índice de tablas

Tabla 1 Predimensionado conectado a red.....	21
Tabla 2 Predimensionado aislado	32
Tabla 3 Predimensionado bombeo	41
Tabla 4 Diseño conectado a red	66
Tabla 5 Diseño aislado.....	80
Tabla 6 Diseño bombeo.....	88

Índice de ecuaciones

(Ecuación 1) Coste del módulo 1.....	28
(Ecuación 2) Coste del módulo 2.....	28
(Ecuación 3) Coste del módulo 3.....	28
(Ecuación 4) Anualidades 1	29
(Ecuación 5) Anualidades 2	29
(Ecuación 6) Anualidades 3	29
(Ecuación 7) Coste total 1.....	30
(Ecuación 8) Coste total 2.....	30
(Ecuación 9) Coste total 3.....	30
(Ecuación 10) Ejemplo de ganancias	31
(Ecuación 11) Consumo 1.....	34
(Ecuación 12) Consumo 2.....	34
(Ecuación 13) Consumo 3.....	35
(Ecuación 14) Cálculos económicos 1	46
(Ecuación 15) Cálculos económicos 2	46
(Ecuación 16) Cálculos económicos 3	46
(Ecuación 17) Agua bombeada 1.....	47
(Ecuación 18) Agua bombeada 2.....	47
(Ecuación 19) Potencia instalada 1	51
(Ecuación 20) Potencia instalada 2	51
(Ecuación 21) Distribución de los módulos 1	52
(Ecuación 22) Distribución de los módulos 2	53
(Ecuación 23) Distribución de los módulos 3	53
(Ecuación 24) Distribución de los módulos 4	53
(Ecuación 25) Distribución de los módulos 5	53
(Ecuación 26) Distribución de los módulos 6	53
(Ecuación 27) Producción 1	56
(Ecuación 28) Producción 2.....	56
(Ecuación 29) Producción 3.....	57
(Ecuación 30) Producción 4.....	57
(Ecuación 31) Distribución de baterías 1.....	69
(Ecuación 32) Distribución de baterías 2.....	69

(Ecuación 33) Distribución de baterías 3.....	69
(Ecuación 34) Distribución de batertías 4	69
(Ecuación 35) Distribución de baterías 5.....	69
(Ecuación 36) Distribución de baterías 6.....	69

Anexo I: Perfil de Obstáculos y pérdidas por sombreado

1 Objeto

El presente anexo describe un método de cálculo de las pérdidas de radiación solar que experimenta una superficie debidas a sombras circundantes. Tales pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar global que incidiría sobre la mencionada superficie de no existir sombra alguna.

2 Descripción del método

El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del Sol. Los pasos a seguir son los siguientes:

2.1 Obtención del perfil de obstáculos

Localización de los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición azimuth (ángulo de desviación con respecto a la dirección Sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal). Para ello puede utilizarse un teodolito.

2.2 Representación del perfil de obstáculos

En la imagen A.1.1 aparece una representación del perfil de obstáculos típico. En él se muestra la banda de trayectorias del Sol a lo largo de todo el año, válido para localidades de la Península Ibérica y Baleares (para las Islas Canarias el diagrama debe desplazarse 12° en sentido vertical ascendente). Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después de éste) e identificadas por una letra y un número (A1, A2,..., D14).

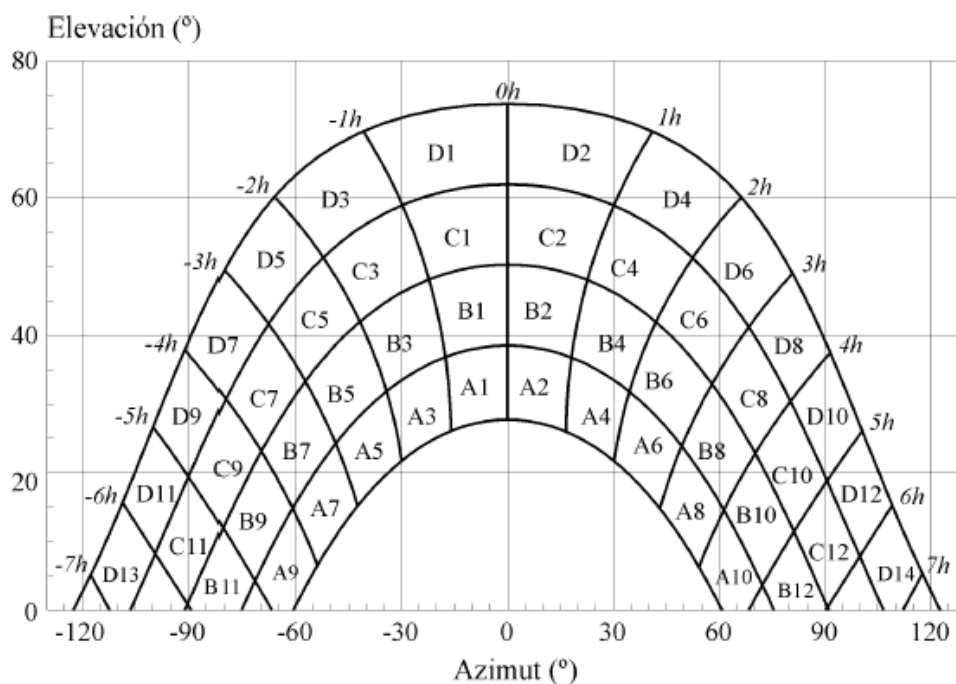


Imagen A.1.1

2.3 Selección de la tabla de referencia para los cálculos

Cada una de las porciones de la figura representa el recorrido del Sol en un cierto período de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquella que resulte interceptada por el obstáculo. Deberá escogerse como referencia para el cálculo la tabla más adecuada de entre las que se incluyen en la sección 3 de este anexo.

2.4 Cálculo final

La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del Sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar global que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el año. Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En el caso de ocultación parcial se utilizará el factor de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción) más próximo a los valores: 0,25, 0,50, 0,75 ó 1. La sección

4 de este anexo muestra un ejemplo concreto de utilización del método descrito.

3 Tablas de referencia

Las tablas incluidas en esta sección se refieren a distintas superficies caracterizadas por sus ángulos de inclinación y orientación. Deberá escogerse aquella que resulte más parecida a la superficie de estudio. Los números que figuran en cada casilla se corresponden con el porcentaje de irradiación solar global anual que se perdería si la porción correspondiente resultase interceptada por un obstáculo.

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

$\beta = 0^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,18
11	0,00	0,01	0,18	1,05
9	0,05	0,32	0,70	2,23
7	0,52	0,77	1,32	3,56
5	1,11	1,26	1,85	4,66
3	1,75	1,60	2,20	5,44
1	2,10	1,81	2,40	5,78
2	2,11	1,80	2,30	5,73
4	1,75	1,61	2,00	5,19
6	1,09	1,26	1,65	4,37
8	0,51	0,82	1,11	3,28
10	0,05	0,33	0,57	1,98
12	0,00	0,02	0,15	0,96
14	0,00	0,00	0,00	0,17

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,15
11	0,00	0,01	0,02	0,15
9	0,23	0,50	0,37	0,10
7	1,66	1,06	0,93	0,78
5	2,76	1,62	1,43	1,68
3	3,83	2,00	1,77	2,36
1	4,36	2,23	1,98	2,69
2	4,40	2,23	1,91	2,66
4	3,82	2,01	1,62	2,26
6	2,68	1,62	1,30	1,58
8	1,62	1,09	0,79	0,74
10	0,19	0,49	0,32	0,10
12	0,00	0,02	0,02	0,13
14	0,00	0,00	0,00	0,13

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,10
11	0,00	0,00	0,03	0,06
9	0,02	0,10	0,19	0,56
7	0,54	0,55	0,78	1,80
5	1,32	1,12	1,40	3,06
3	2,24	1,60	1,92	4,14
1	2,89	1,98	2,31	4,87
2	3,16	2,15	2,40	5,20
4	2,93	2,08	2,23	5,02
6	2,14	1,82	2,00	4,46
8	1,33	1,36	1,48	3,54
10	0,18	0,71	0,88	2,26
12	0,00	0,06	0,32	1,17
14	0,00	0,00	0,00	0,22

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,10	0,00	0,00	0,33
11	0,06	0,01	0,15	0,51
9	0,56	0,06	0,14	0,43
7	1,80	0,04	0,07	0,31
5	3,06	0,55	0,22	0,11
3	4,14	1,16	0,87	0,67
1	4,87	1,73	1,49	1,86
2	5,20	2,15	1,88	2,79
4	5,02	2,34	2,02	3,29
6	4,46	2,28	2,05	3,36
8	3,54	1,92	1,71	2,98
10	2,26	1,19	1,19	2,12
12	1,17	0,12	0,53	1,22
14	0,22	0,00	0,00	0,24

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,14
11	0,00	0,00	0,08	0,16
9	0,02	0,04	0,04	0,02
7	0,02	0,13	0,31	1,02
5	0,64	0,68	0,97	2,39
3	1,55	1,24	1,59	3,70
1	2,35	1,74	2,12	4,73
2	2,85	2,05	2,38	5,40
4	2,86	2,14	2,37	5,53
6	2,24	2,00	2,27	5,25
8	1,51	1,61	1,81	4,49
10	0,23	0,94	1,20	3,18
12	0,00	0,09	0,52	1,96
14	0,00	0,00	0,00	0,55

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,43
11	0,00	0,01	0,27	0,78
9	0,09	0,21	0,33	0,76
7	0,21	0,18	0,27	0,70
5	0,10	0,11	0,21	0,52
3	0,45	0,03	0,05	0,25
1	1,73	0,80	0,62	0,55
2	2,91	1,56	1,42	2,26
4	3,59	2,13	1,97	3,60
6	3,35	2,43	2,37	4,45
8	2,67	2,35	2,28	4,65
10	0,47	1,64	1,82	3,95
12	0,00	0,19	0,97	2,93
14	0,00	0,00	0,00	1,00

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,22
11	0,00	0,03	0,37	1,26
9	0,21	0,70	1,05	2,50
7	1,34	1,28	1,73	3,79
5	2,17	1,79	2,21	4,70
3	2,90	2,05	2,43	5,20
1	3,12	2,13	2,47	5,20
2	2,88	1,96	2,19	4,77
4	2,22	1,60	1,73	3,91
6	1,27	1,11	1,25	2,84
8	0,52	0,57	0,65	1,64
10	0,02	0,10	0,15	0,50
12	0,00	0,00	0,03	0,05
14	0,00	0,00	0,00	0,08

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,24
11	0,00	0,05	0,60	1,28
9	0,43	1,17	1,38	2,30
7	2,42	1,82	1,98	3,15
5	3,43	2,24	2,24	3,51
3	4,12	2,29	2,18	3,38
1	4,05	2,11	1,93	2,77
2	3,45	1,71	1,41	1,81
4	2,43	1,14	0,79	0,64
6	1,24	0,54	0,20	0,11
8	0,40	0,03	0,06	0,31
10	0,01	0,06	0,12	0,39
12	0,00	0,01	0,13	0,45
14	0,00	0,00	0,00	0,27

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = -60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,56
11	0,00	0,04	0,60	2,09
9	0,27	0,91	1,42	3,49
7	1,51	1,51	2,10	4,76
5	2,25	1,95	2,48	5,48
3	2,80	2,08	2,56	5,68
1	2,78	2,01	2,43	5,34
2	2,32	1,70	2,00	4,59
4	1,52	1,22	1,42	3,46
6	0,62	0,67	0,85	2,20
8	0,02	0,14	0,26	0,92
10	0,02	0,04	0,03	0,02
12	0,00	0,01	0,07	0,14
14	0,00	0,00	0,00	0,12

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = -60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	1,01
11	0,00	0,08	1,10	3,08
9	0,55	1,60	2,11	4,28
7	2,66	2,19	2,61	4,89
5	3,36	2,37	2,56	4,61
3	3,49	2,06	2,10	3,67
1	2,81	1,52	1,44	2,22
2	1,69	0,78	0,58	0,53
4	0,44	0,03	0,05	0,24
6	0,10	0,13	0,19	0,48
8	0,22	0,18	0,26	0,69
10	0,08	0,21	0,28	0,68
12	0,00	0,02	0,24	0,67
14	0,00	0,00	0,00	0,36

4 Ejemplo

Superficie de estudio ubicada en Madrid, inclinada 30° y orientada 10° al Sudeste. En la figura 6 se muestra el perfil de obstáculos (Imagen A.1.2).

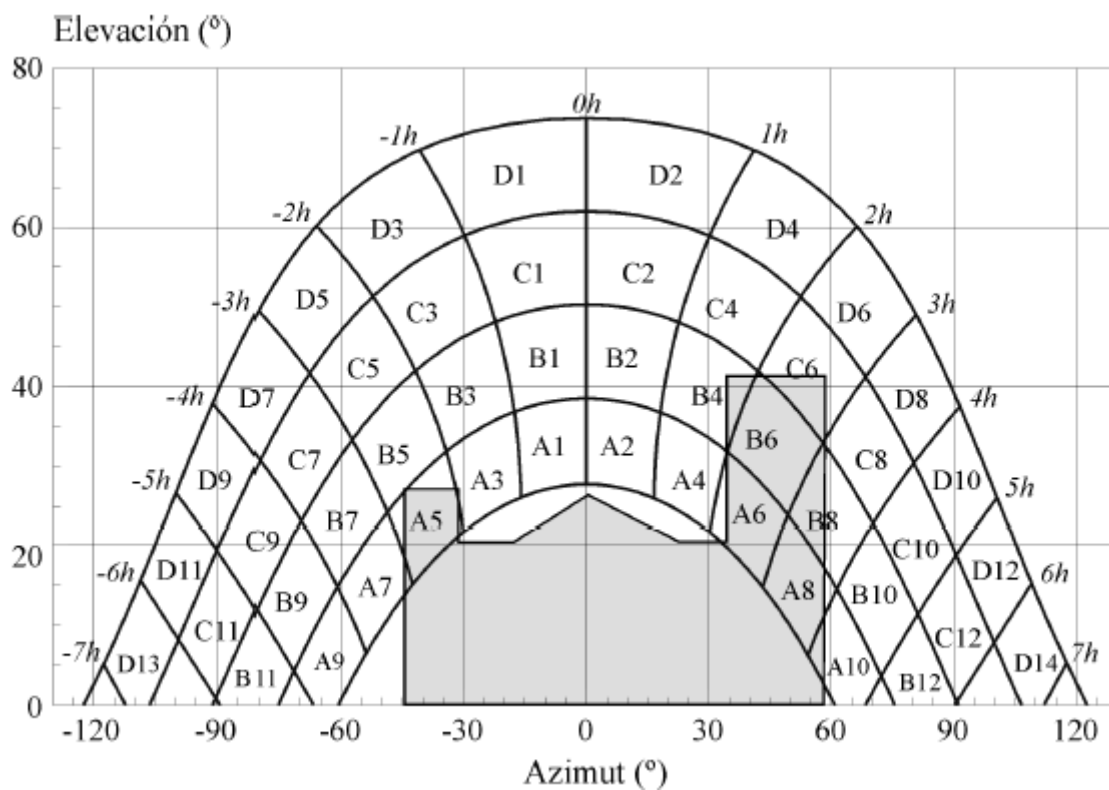


Imagen A.1.2

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

Cálculos:

Pérdidas por sombreado (% de irradiación global incidente anual) =

$$= 0,25 \times B4 + 0,5 \times A5 + 0,75 \times A6 + B6 + 0,25 \times C6 + A8 + 0,5 \times B8 + 0,25 \times A10 = 0,25 \times 1,89 + 0,5 \times 1,84 + 0,75 \times 1,79 + 1,51 + 0,25 \times 1,65 + 0,98 + 0,5 \times 0,99 + 0,25 \times 0,11 = 6,16 \% \cdot 6 \%$$

5 Distancia mínima entre filas de módulos

Dentro de las pérdidas por sombreado son destacables las ocasionadas por unos módulos sobre otros, y pueden reducir notablemente la producción en caso de estar situados a una distancia incorrecta. A continuación se explican los cálculos necesarios para determinar la separación adecuada.

La distancia d , medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculo, de altura h , que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia d será superior al valor obtenido por la expresión:

$$d = h / \tan (61^\circ - \text{latitud})$$

donde $1 / \tan (61^\circ - \text{latitud})$ es un coeficiente adimensional denominado k .

Algunos valores significativos de k se pueden ver en la tabla en función de la latitud del lugar.

<i>Latitud</i>	29°	37°	39°	41°	43°	45°
<i>k</i>	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Con el fin de clarificar posibles dudas respecto a la toma de datos relativos a h y d , se muestra la siguiente figura con algunos ejemplos:

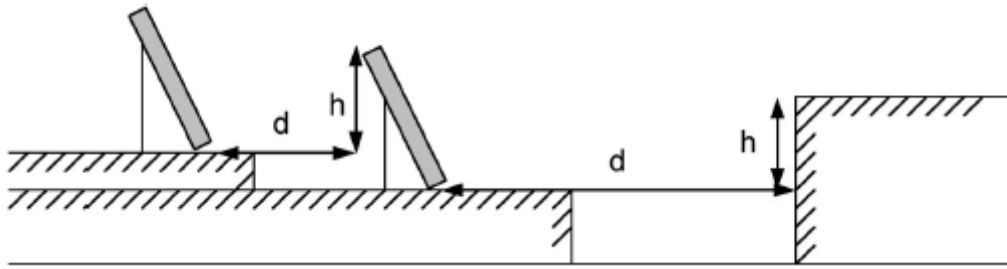


Imagen A.1.3

La separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a la obtenida por la expresión anterior, aplicando h a la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la siguiente, efectuando todas las medidas de acuerdo con el plano que contiene a las bases de los módulos.

Anexo II: Herramienta de diseño 3D para sombreados

PVSyst incluye una útil herramienta de diseño 3D para el estudio de los sombreados. Esta aplicación nos permite introducir el tamaño, la forma y la distancia de los posibles obstáculos de las inmediaciones de nuestra instalación. Además, nos permite seleccionar la disposición de los módulos de manera que considera los posibles sombreados entre ellos, como se indica en el anexo I. De esta manera, el programa realiza una simulación en la cual puede verse la evolución de las sombras durante el ciclo solar diario.

El uso de esta aplicación requiere un mayor conocimiento y tiempo que el resto de las simulaciones. Sin embargo, se pueden obtener resultados mucho más detallados y entender perfectamente cuales son las principales fuentes de sombreado en nuestra instalación. El proceso es similar al de otras aplicaciones de diseño como Autocad, cuyos conocimientos previos facilitarán la tarea (Imagen A.2.1).

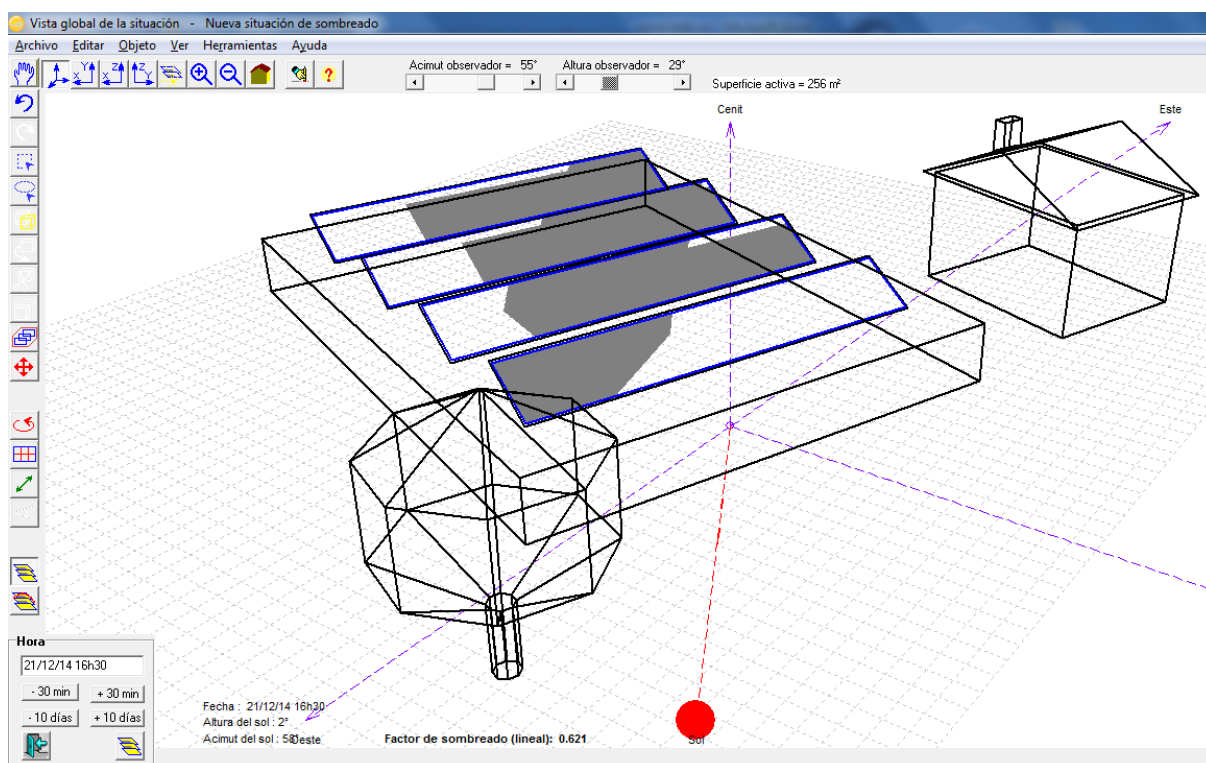


Imagen A.2.1

Anexo III: Albedo

El albedo es el porcentaje de radiación que cualquier superficie refleja respecto a la radiación que incide sobre la misma. Las superficies claras tienen valores de albedo superiores a las oscuras, y las brillantes más que las mates.

En sí el coeficiente de albedo no tiene una gran incidencia sobre la radiación global recibida, a excepción de planos verticales.

PVSyst nos indica que el valor típico usado en entornos urbanos es del orden de 0,14 a 0,22, pudiéndose subir hasta 0,8 para superficies nevadas. Si se desea ser riguroso éste valor puede obtenerse mediante mediciones in situ, aunque debido a su importancia tampoco es necesario. El programa nos muestra una tabla con los valores del coeficiente de albedo en función de la superficie que rodea al receptor:

Valores típicos del coeficiente de albedo	
Entorno urbano "Urban situation"	0,14 – 0,22
Hierba "Grass"	0,15 – 0,25
Hierba fresca "Fresh Grass"	0,26
Nieve pura "Fresh snow"	0,82
Nieve húmeda "Wet snow"	0,55 – 0,75
Asfalto seco "Dry asphalt"	0,09 – 0,15
Asfalto húmedo "Wet asphalt"	0,18
Hormigón "concrete"	0,25 – 0,35
Tejados rojos "red tiles"	0,33
Aluminio "aluminium"	0,85
Cobre "copper"	0,74
Acero galvanizado reciente "New galvanised steel"	0,35
Acero galvanizado oxidado o sucio "Very dirty galvanised"	0,08

Anexo IV: Conceptos

A continuación se incluyen las definiciones de algunos conceptos básicos a la hora de realizar el diseño de una instalación fotovoltaica. Algunos de ellos pueden resultar confusos incitar a error si no se conoce su significado.

- **Irradiancia solar.** La potencia radiante (Energía radiante por unidad de tiempo: E/t) incidente por unidad de superficie sobre un plano dado. Se expresa en W/m^2 .

- **Irradiancia solar directa:** Irradiancia de la radiación solar que alcanza una superficie en la misma dirección que la de la línea recta desde el disco solar. Si el plano es perpendicular a esta línea, la irradiancia solar recibida se llama directa normal. Se expresa en W/m^2 .

- **Irradiancia solar difusa:** Irradiancia de la radiación solar que no alcanza la superficie en la misma dirección de la línea recta desde el disco solar. Se expresa en W/m^2 .

- **Irradiancia solar reflejada:** La radiación por unidad de tiempo y unidad de superficie que, procedente de la reflexión de la radiación solar en el suelo y otros objetos, incide sobre una superficie. Se denomina Albedo. No se considera para el cálculo de las instalaciones solares contempladas en este marco.

- **Irradiación solar:** La Energía incidente por unidad de superficie sobre un plano dado, obtenida por integración de la irradiancia durante un intervalo de tiempo dado, normalmente una hora o un día. Se expresa en MJ/m^2 o kWh/m^2 .

- **Pérdidas por orientación (kWh ó MJ/m^2):** cantidad de irradiación solar no aprovechada por el sistema captador a consecuencia de no tener la orientación óptima.

- **Pérdidas por inclinación** (kWh ó MJ/m²): cantidad de irradiación solar no aprovechada por el sistema captador a consecuencia de no tener la inclinación óptima.

- **Pérdidas por sombras**: cantidad de irradiación solar no aprovechada por el sistema captador a consecuencia de la existencia de sombras sobre el mismo en algún momento del día.